

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO – CTC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL – ECV

KATHLEN SCHNEIDER

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UM EDIFÍCIO COMERCIAL DE
ESCRITÓRIOS VISANDO ATINGIR UM BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL
POSITIVO**

Florianópolis

2016

Kathlen Schneider

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UM EDIFÍCIO COMERCIAL DE
ESCRITÓRIOS VISANDO ATINGIR UM BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL
POSITIVO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Civil da Universidade
Federal de Santa Catarina como parte dos
requisitos para a obtenção do título de
Engenheira Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD.

Coorientador: Marcio José Sorgato, Dr.

Florianópolis

2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Schneider, Kathlen

Análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico integrado a um edifício comercial de escritórios visando atingir um balanço energético positivo / Kathlen Schneider ; orientador, Ricardo Rüther ; coorientador, Marcio José Sorgato. - Florianópolis, SC, 2016.

124 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Graduação em Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Balanço energético. 4. Simulação computacional. 5. Viabilidade econômica. I. Rüther, Ricardo. II. Sorgato, Marcio José. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Civil. IV. Título.

Kathlen Schneider

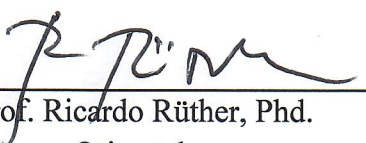
**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UM EDIFÍCIO COMERCIAL DE
ESCRITÓRIOS VISANDO ATINGIR UM BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL
POSITIVO**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do Título de Engenheira Civil, e aprovado em sua forma final pelo departamento de Programa de Graduação de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 22 de novembro de 2016

Prof. Luis Alberto Gómez, Dr.
Coordenador do Curso


Banca Examinadora:



Prof. Ricardo Rüther, Phd.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Marcio José Sorgato, Dr.

Coorientador

Universidade Federal de Santa Catarina

Roberto Lamberts, Phd.
Universidade Federal de Santa Catarina

Alexandre de Albuquerque Montenegro, Msc. Eng. Civil
Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar - UFSC

À minha avó, Maurília de Souza (*in
memoriam*), que hoje se mantém presente
através do amor que semeou em mim.

AGRADECIMENTOS

Difícil é expressar em palavras a minha gratidão por todas as pessoas que caminharam ao meu lado e fizeram parte dessa trajetória. A vocês meus sinceros agradecimentos.

Agradeço em especial à minha mãe, Arlene de Souza, por ser o grande exemplo de mulher guerreira e independente que eu tenho em minha vida. E ao meu pai, Wilson Schneider, que sempre me incentiva a ir atrás dos meus sonhos. Tenho por vocês dois muita admiração e sou eternamente grata por todo o esforço que vocês fizeram, e ainda fazem, para me proporcionar tantas oportunidades nessa vida.

À Helena Stürmer por ser minha grande parceira da vida, por estar sempre presente das mais variadas formas em todas as fases da minha vida, caminhando ao meu lado desde que eu me conheço por gente. Os cinco anos que compartilhamos do mesmo lar em Florianópolis ficarão marcados nas minhas lembranças mais bonitas e felizes.

Ao André Vinicius Inácio Penna Mello, à Andressa Marzani, ao Gustavo Quintella, ao Isaac Facchini, à Marina Lis Wassmansdorf, ao Nelson Rangel, ao Rafael Benassi e ao Tales Kamigouchi por me receberem de braços abertos e formarem essa linda família que eu tenho em Florianópolis. Por compartilharem dos momentos felizes e também por apoiarem nas angústias da vida acadêmica. Aprendo todos os dias de convivência com vocês. Sou muito grata pela vida ter cruzado nossos caminhos.

À Tainah Maria de Souza Lunge por compartilhar da experiência linda que foi nosso ano de intercâmbio na Nova Zelândia. A amizade que construímos juntas e as experiências que vivemos têm muito valor para mim.

Ao João Carlos Corrêa Neto pelas tão agradáveis conversas, por compartilhar dessa fase final de graduação e por torná-la tão mais leve e alegre.

Aos meus queridos e queridas colegas de graduação da turma 10.2 por compartilharem tanto dos bons momentos da graduação como das noites mal dormidas de estudos. Vocês foram muito importantes nesse processo de aprendizado.

À Laiane Susan Silva Almeida por todo o carinho, dedicação e atenção dada durante a iniciação científica no período em que trabalhamos juntas no LabEEE. Essa fase foi muito importante para minha vida acadêmica e sou muito grata por ter tido você como mentora.

Aos e às colegas do Grupo Fotovoltaica - UFSC por me receberem tão bem nessa nova jornada da minha vida acadêmica. Agradeço de coração por todo o apoio e ajuda que me vocês ofereceram durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu coorientador Marcio José Sorgato pela paciência, pela atenção e por todo o conhecimento compartilhado comigo durante a elaboração deste trabalho.

Ao meu professor orientador Ricardo Rüther por me apresentar o universo da energia solar fotovoltaica que tanto tem despertado meu interesse e pela oportunidade de participar da equipe Fotovoltaica-UFSC durante esse semestre. Agradeço muito a confiança, a atenção e dedicação dadas durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Roberto Lamberts e ao Alexandre de Albuquerque Montenegro por aceitarem meu convite de avaliar e contribuir com este trabalho.

“A beleza de ser um eterno aprendiz”
(Luiz Gonzaga do Nascimento Júnior)

RESUMO

Este trabalho tem o objetivo de avaliar a viabilidade técnica da instalação de um sistema fotovoltaico (FV) nas fachadas e na cobertura de um edifício comercial de escritórios localizado em Florianópolis-SC, buscando analisar para quais situações o edifício apresenta um balanço energético anual positivo. Também foi realizada uma análise de viabilidade econômica da substituição dos materiais de revestimento das fachadas deste edifício por elementos FV para quando esses tornam positivo o balanço energético da edificação. O desenvolvimento deste trabalho foi dividido em duas etapas: análise técnica e análise econômica. A análise técnica foi desenvolvida por meio de simulação computacional do consumo e da geração de energia de um edifício comercial de escritórios. A ferramenta computacional usada para simular o consumo energético do edifício foi o *software EnergyPlus*. O consumo energético do edifício foi simulado para quatro condições de operação híbrida entre ventilação natural e condicionamento artificial. Os intervalos de operação híbrida determinaram para qual temperatura interna do ambiente o sistema de condicionamento artificial seria acionando para o resfriamento ou para o aquecimento. Os resultados obtidos sobre os usos finais do edifício simulado mostraram que os equipamentos e o sistema de iluminação representam a maior parte do consumo energético total da edificação. Para as quatro condições de operação híbrida analisadas, a diferença na demanda energética se deu pelo sistema de condicionamento artificial. A Condição 1 de operação híbrida (21°C-24°C) apresentou a maior demanda energética. Por outro lado, a Condição 4 que possui maior faixa de operação híbrida (18°C-27°C), apresentou a menor demanda energética. A simulação da geração energética foi desenvolvida no programa *PVSyst*. Foram simulados quatro sistemas FV integrados a edificação: um na cobertura e outros três nas porções opacas da fachada norte, leste e oeste. A tecnologia adotada para o módulo FV foi de filme fino de telureto de cádmio (CdTe). Os resultados da simulação mostraram que: o sistema FV da cobertura ficou responsável por 70% da geração total anual do sistema, a fachada norte por 14% e as fachadas leste e oeste por 8% cada uma. Em relação ao balanço energético, a geração de energia pelo sistema FV como um todo foi superior ao consumo energético para todas as condições simuladas, sendo assim o balanço energético anual foi positivo em todas essas condições. A geração do sistema FV das fachadas foi essencial para tornar o balanço energético positivo apenas para o edifício simulado na Condição 1. Para as demais condições, o sistema FV da cobertura foi o suficiente para atingir e ultrapassar o consumo energético da edificação. Na análise econômica foram consideradas três tipologias de análise com diferentes materiais de revestimento nas fachadas opacas: (1) painéis de alumínio composto (ACM), (2)

vidro laminado e (3) módulos FV. Foi usado na análise econômica o resultado de consumo energético anual da Condição 1, posto que essa foi a única condição analisada que dependeu do sistema FV das fachadas para tornar positivo o balanço energético da edificação. Para cada tipologia foram considerados três cenários de aumento tarifário: 1% a.a., 2% a.a., 3% a.a. Quanto aos métodos de análise de viabilidade de investimento, os indicadores adotados foram o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno de investimentos (*payback* descontado). A Tipologia 1 (ACM), foi a tipologia que apresentou os melhores resultados de viabilidade econômica apresentando-se viável para todos os cenários de aumento tarifário analisados. Entre a Tipologia 2 (vidro laminado) e a Tipologia 3 (módulos FV), a Tipologia 3 apresentou melhores resultados do que a tipologia 2 mesmo tendo um custo inicial maior.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos. Balanço energético. Simulação computacional. Viabilidade econômica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Número de conexões acumulado de micro e minigeradores distribuídos	30
Figura 2 - Número de conexões de micro e minigeradores distribuídos em cada estado brasileiro	30
Figura 3 - Irradiação Global Horizontal média anual ao longo do território brasileiro	35
Figura 4 - Módulos de silício policristalino	37
Figura 5 - Módulos FV de filme fino	37
Figura 6 - Exemplos de diferentes maneiras de integrar/adicionar sistemas FV em edificações	39
Figura 7 - Composição de custos de um sistema FV	40
Figura 8 - Tipologia definida para o modelo de edifício de escritórios	44
Figura 9 - Zonas térmicas e suas respectivas áreas	44
Figura 10 - Dados do arquivo climático TRY para Florianópolis.....	45
Figura 11 - Componente equivalente representando a composição da parede externa.....	46
Figura 12 - Padrão de ocupação dos escritórios	48
Figura 13 - Padrão de uso de iluminação dos escritórios	49
Figura 14 - Padrão do uso de equipamentos de escritório.....	49
Figura 15 – Algoritmo de controle do sistema de ventilação natural e condicionamento artificial	51
Figura 16 - Dimensões das faixas de área de fachada opaca disponíveis	54
Figura 17 - Valores mensal e anual de radiação solar inclinada para Florianópolis em kWh/m ² .dia.....	55
Figura 18 - Módulo First Solar Series 4 de 117,5Wp.....	57
Figura 19 - Layout dos módulos FV no edifício e os sistemas de dimensionamento	59
Figura 20 - Modelos de inversor da ABB de 8,6kW (a), 20 kW (b) e 27,6 (b).....	60
Figura 21 – Uso final de energia para as quatro condições de operação híbrida	72
Figura 22 - Uso final de energia para resfriamento e aquecimento para as quatro condições de operação híbrida	73
Figura 23 - Economia referente à temperatura de acionamento do sistema de condicionamento artificial para resfriamento.....	74
Figura 24 - Economia referente à temperatura de acionamento do sistema de condicionamento artificial para aquecimento	74
Figura 25 - Economia com sistema de condicionamento artificial como um todo	75

Figura 26 - Geração mensal de energia fotovoltaica	76
Figura 27 – Geração anual dos sistemas FV dimensionados	76
Figura 28 – Demanda energética versus geração fotovoltaica.....	77
Figura 29 - Balanço energético anual para cada condição de análise	78
Figura 30 - Consumo versus Geração anual	78
Figura 31 - Resultados obtidos no cálculo da TIR.....	81
Figura 32 - Resultados obtidos no cálculo do VPL	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Característica do sistema de condicionamento artificial.....	52
Tabela 2 - Parâmetros adotados na modelagem do sistema de ventilação natural	53
Tabela 3 - Valores de GHI mensal e anual para Florianópolis.....	55
Tabela 4 - Valores mensal e anual de radiação solar inclinada para Florianópolis em kWh/m ² .dia.	55
Tabela 5 - Percentagem de aproveitamento de radiação solar em relação à inclinação ideal (27°N)	56
Tabela 6 - Características técnicas do módulo First Solar Series 4 de 117,5Wp	58
Tabela 7 - Quantidade de módulos e potência nominal instalada por sistema FV dimensionado	59
Tabela 8 - Características técnicas dos inversores adotados	60
Tabela 9 - Detalhamento dos sistemas FV dimensionados	61
Tabela 10 - Custo inicial total de cada tipologia de análise	69
Tabela 11 – Uso final de energia para as quatro condições de operação híbrida (kWh/ano)..	71
Tabela 12 - Custo inicial das tipologias para a análise econômica complementar.....	80
Tabela 13 - Resultados do tempo de retorno do investimento	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACM - Painéis de alumínio composto

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CT – Capacidade Térmica

COP – Coeficiente de Performance

DCI – Densidade de Carga Interna

DPI_L - Densidade de Potência de Iluminação Limite

FV – Fotovoltaico

RTQ-C – Regulamento Técnico da Qualidade de Edificações Comerciais, de Serviço e Públicas

U – Transmitância Térmica

α – Absortância Solar

c – Calor Específico

ρ – Densidade de Massa Aparente

λ – Condutividade Térmica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	25
1.1 JUSTIFICATIVA	25
1.2 OBJETIVOS	27
1.2.1 Objetivos Gerais	27
1.2.2 Objetivos Específicos	27
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA	29
2.1.1 Normativas vigentes	31
2.1.2 Sistema de compensação de energia elétrica	31
2.1.3 Incidência de impostos estaduais e federais	32
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	33
2.2.1 Sistemas solares fotovoltaicos	33
2.2.2 Irradiação solar	34
2.2.3 Tecnologias fotovoltaicas	36
2.2.4 Sistemas fotovoltaicos aplicados/integrados a edificações	38
2.2.5 Custos de investimento de um sistema fotovoltaico	39
2.3 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS	40
2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)	41
2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)	41
2.3.3 Tempo de retorno do investimento (<i>payback time</i>)	42
3 MÉTODO	43
3.1 ANÁLISE TÉCNICA	43
3.1.1 Tipologia	43
3.1.2 Simulação computacional do consumo energético	45
3.1.3 Simulação da geração de energia fotovoltaica	53
3.2 ANÁLISE ECONÔMICA	62
3.2.1 Considerações de análise	62
3.2.2 Tipologias e cenários de análise	64
3.2.3 Fluxo de caixa	66
3.2.4 Custo inicial	67
4 RESULTADOS	71
4.1 RESULTADOS DA ANÁLISE DE CONSUMO E GERAÇÃO ENERGÉTICA	71
4.1.1 Consumo de energia	71
4.1.2 Geração de energia	75
4.1.3 Balanço energético	77
4.2 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA	79
4.2.1 TIR, VPL e <i>payback</i> descontado	80
5 CONCLUSÕES	85
BIBLIOGRAFIA	89
APÊNDICE A – Fluxo de caixa da análise econômica	95
APÊNDICE B – Relatórios PVsyst	105
ANEXO A – Especificações técnicas dos módulos FV	119
ANEXO B – Especificações técnicas dos inversores	121

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

Em virtude do desenvolvimento social e econômico do Brasil, a demanda de energia torna-se cada vez maior, o que impõe o desafio de estabelecer uma infraestrutura energética capaz de atender ao país. Atualmente, as fontes de energia renováveis contribuem em 41,2% da matriz energética brasileira, o que representa um elevado valor em comparação aos 13,5% da média mundial. O maior destaque é para a geração hidráulica, que corresponde a 64% da oferta interna (MME, 2016). Porém, grande parte do potencial hidrelétrico nacional está disponível em regiões muito sensíveis, tanto no quesito ambiental como no social. Além disso, as hidrelétricas estão baseadas em geração centralizada, apresentam crescimento limitado, e as longas distâncias entre o centro de geração e o centro de consumo geram elevados custos e perdas de energia.

Adicionalmente, a segurança energética é afetada quando se depende em larga escala de energia gerada por fontes hídricas, dada a grande variabilidade do regime de chuvas e pela redução da capacidade de estocar a água para a geração posterior de energia. Porém, de acordo com o relatório elaborado pelo Greenpeace Internacional (2013), esse quadro não significa construir mais hidrelétricas com reservatórios. Muito pelo contrário, pois essa saída se torna completamente inviável em áreas de importância ecológica significativa - como a Amazônia - e, em casos de conflitos sociais, sem a consulta e consentimento prévio das populações. Portanto, a discussão sobre segurança energética exige repensar nesse modelo. É preciso diversificar a matriz elétrica brasileira e, ainda de acordo com o relatório elaborado pelo Greenpeace Internacional (2013), uma das soluções se encontra em investir em outras fontes de energia renovável e, também, investir em ações de eficiência energética.

Outra vantagem do incentivo a outras fontes de energia renovável é que elas permitem aproximar os centros de produção das áreas de consumo. A geração de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras localizadas próximo ao centro de consumo e conectadas à rede de distribuição é definida como geração distribuída. Recentes ações regulatórias influenciaram o crescimento da geração distribuída de energia elétrica no Brasil, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de pequeno porte. Segundo os dados do Balanço Energético Nacional elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (2016), em 2015, a geração distribuída atingiu 34,9 GWh com uma potência instalada

de 16,5 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica (FV), com 20,0 GWh e 13,3 MW de geração e potência instalada respectivamente.

A grande disponibilidade de irradiação solar no Brasil é um fator significativo para o uso da energia solar e aplicação da tecnologia fotovoltaica. Além disso, ainda que os níveis de irradiação solar na superfície terrestre apresentem variações anuais expressivas, a componente de irradiação mais influente na geração fotovoltaica (irradiação global horizontal) apresenta pequena variação (EPE,2012), sendo essa uma das características que favorecem a integração dessa fonte ao sistema elétrico uma vez que são reduzidas as incertezas quanto à disponibilidade energética da fonte no ciclo anual.

Outra grande vantagem dos sistemas de energia solar fotovoltaica é a possibilidade de aplicá-los e/ou integrá-los ao envelope das edificações, podendo funcionar como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, fachadas ou janelas (RÜTHER, 2004). Atualmente, existe uma grande variedade de módulos FV disponíveis no mercado e os seus custos vêm diminuindo, o que oferece a oportunidade de utilizá-los não apenas com o intuito de gerar energia, mas também por motivos estéticos (DIDONÉ, WAGNER e PEREIRA, 2014). Ao combinar diferentes estratégias de eficiência energética em edificações e de geração de energia solar fotovoltaica integrada à edificação, edifícios podem gerar e economizar energia, com possibilidade de gerar 100% da sua demanda, na base anual, ou até mesmo apresentar um balanço energético anual positivo.

Outra contribuição dos sistemas FV integrados a edificações está relacionada com a capacidade máxima de uma rede quando o pico de demanda ocorre no período diurno. Como exemplo, pode-se citar as regiões comerciais onde as altas cargas de demanda de ar-condicionado no horário do meio-dia coincidem com o alto nível de irradiação solar. Segundo Pereira *et. al* (2006) quanto maior a demanda energética no verão em comparação com o período de inverno, maior a possibilidade de carga coincidir com a disponibilidade do recurso solar, sendo esse o comportamento típico na maioria das capitais brasileiras. Curvas de dados de consumo das áreas urbanas de todo o país mostram diferença entre as regiões com edifícios comerciais (com picos de demanda no período diurno) e nas regiões residenciais (com picos de demanda no início da noite)

Este trabalho de conclusão de curso visa avaliar a viabilidade técnica da instalação de um sistema FV nas fachadas e na cobertura de um edifício comercial de escritórios localizado em Florianópolis-SC, buscando analisar para quais situações o edifício apresenta um balanço energético anual positivo. Também foi realizada uma análise viabilidade econômica da

substituição dos materiais de revestimento das fachadas por elementos fotovoltaicos para quando esses tornam positivo o balanço energético anual da edificação.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos Gerais

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica da integração de um sistema fotovoltaico na cobertura e nas fachadas de um edifício comercial de escritórios localizado em Florianópolis-SC, a fim de que a edificação atinja um balanço energético positivo.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral aqui proposto, é necessário subdividi-lo em objetivos específicos, os quais seguem:

- Determinar a demanda energética de uma edificação comercial por meio de simulação computacional;
- Determinar a geração energética de um sistema fotovoltaico para a cobertura e para as fachadas da edificação por meio de simulação computacional;
- Analisar o balanço energético do edifício verificando as suas possibilidades de apresentar um balanço energético anual positivo;
- Avaliar a viabilidade econômica da substituição de materiais de revestimento de fachadas por elementos fotovoltaicos para quando esses tornam positivo o balanço energético da edificação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

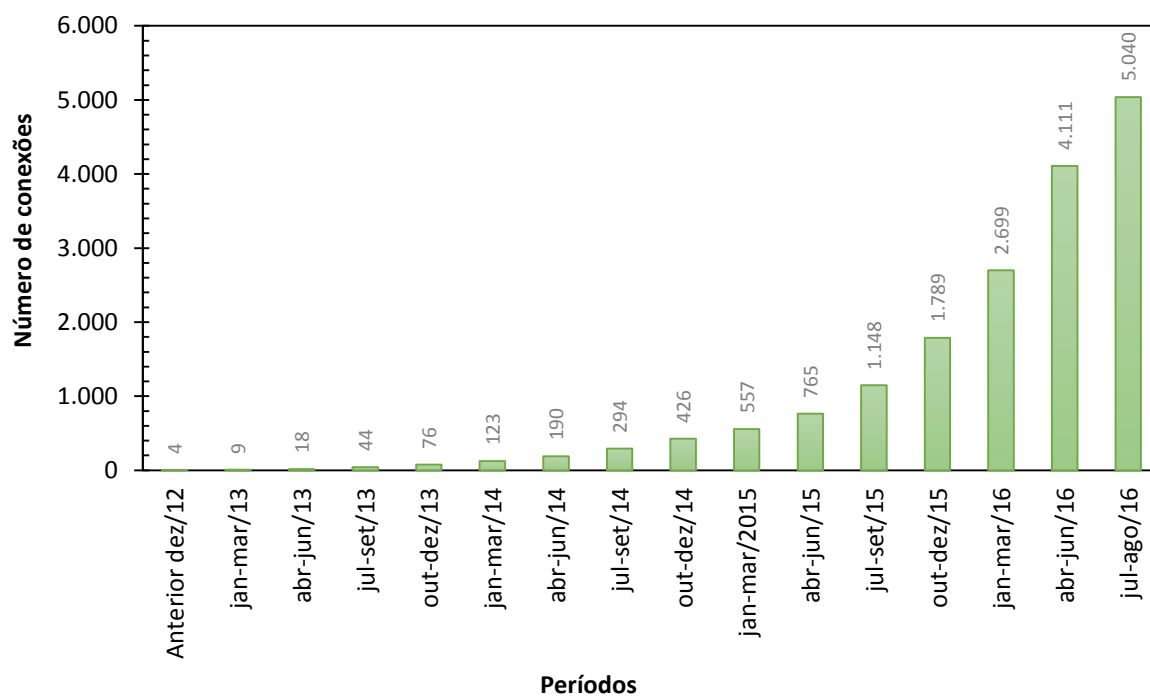
A geração distribuída consiste, de modo geral, na geração de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras localizadas próximo ao centro de consumo e conectadas à rede de distribuição. Essa produção de energia elétrica geralmente se dá por fontes renováveis ou por cogeração qualificada (ANEEL, 2016b). Quanto às definições de micro e minigeração distribuída, a microgeração refere-se a uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75kW, enquanto que a minigeração se refere a uma central geradora com potência instalada entre 75kW a 3MW para a fonte hídrica e entre 75kW a 5MW para as demais fontes (ANEEL, 2016b).

A existência de pequenos geradores próximos ao consumo pode beneficiar o sistema elétrico de diversas formas. Desses benefícios se destacam a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, baixo impacto ambiental, diversificação da matriz energética, economia dos investimentos em transmissão (ANEEL, 2016b) e a eliminação das perdas por transmissão de distribuição (T&D) da energia elétrica como ocorre com usinas geradoras centralizadas (RÜTHER, 2004).

No Brasil, até muito recentemente, a geração de energia elétrica pela unidade consumidora e conectada à rede de distribuição não possuía uma regulamentação adequada. Foi então, em abril de 2012, publicada a Resolução Normativa nº 482/2012 que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica e introduziu o sistema de compensação de energia elétrica.

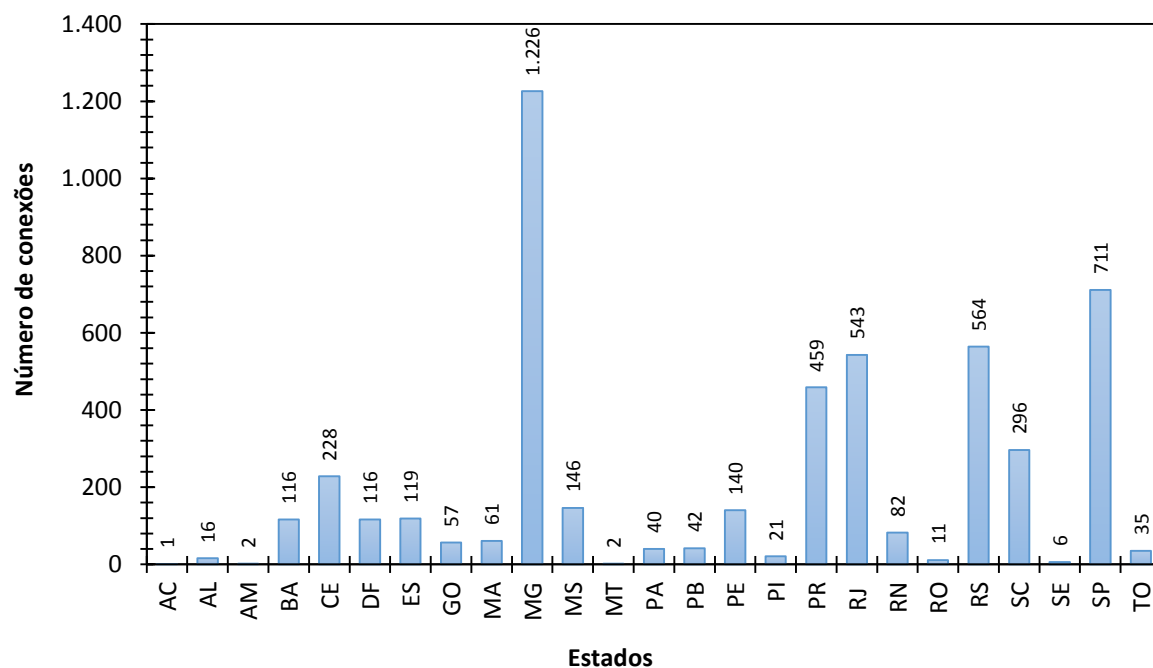
No último ano o número de conexões de micro e minigeração de energia teve um rápido crescimento. Segundo publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a), em setembro de 2015 havia sido registrado um total de 1.148 ligações registradas e em agosto de 2016 havia um total de 5.040 conexões, representando uma potência instalada de 47.934 kW. O número de conexões acumulado de 2012 a 2016 está apresentado na Figura 1. A fonte de energia mais utilizada em geradores distribuídos é a solar fotovoltaica, com 4.955 adesões, seguida pela eólica, com 39 instalações. O estado com o maior número de micro e minigeradores é Minas Gerais (1.226 conexões), seguido de São Paulo (711) e Rio Grande do Sul (564). A Figura 2 apresenta o número de conexões registradas em todos os estados brasileiros até setembro de 2016.

Figura 1 - Número de conexões acumulado de micro e minigeradores distribuídos



Fonte: Adaptado de ANEEL(2016a)

Figura 2 - Número de conexões de micro e minigeradores distribuídos em cada estado brasileiro



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016a)

Nos itens subsequentes são apresentadas as normativas vigentes sobre os micro e minigeradores distribuídos; como funciona o sistema de compensação de energia elétrica criado por uma dessas normativas – a REN nº 482/2012; e ainda quais são e como funcionam os impostos federais e estaduais incidentes sobre a energia gerada por geradores de pequeno porte.

2.1.1 Normativas vigentes

Com o objetivo de debater os dispositivos legais que tratam da conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011. Como resultado, a Resolução Normativa - REN nº 482, criada em 17 de abril de 2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o sistema de compensação de energia elétrica. Através desse sistema, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou pela cogeração qualificada injetando e creditando o excedente gerado na a rede de distribuição local (ANEEL, 2016b).

Em 2015, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 que resultou na publicação da Resolução Normativa – REN nº 687/2015, a qual revisou a REN nº 482/2012 com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da geração distribuída de pequeno porte e de compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento - REN nº 414/2010 (ANEEL, 2016b).

A REN nº 414, de 9 de setembro de 2010, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e seu Art. 98 regulamenta o custo de disponibilidade do sistema elétrico para unidades consumidoras do grupo B. Esse artigo estabelece que, mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo da unidade consumidora, o custo de disponibilidade será cobrado e será equivalente, em reais, ao tipo do consumidor, podendo ele ser monofásico (30kWh), bifásico (50kWh) ou trifásico (100kWh) (ANEEL, 2010).

2.1.2 Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação de energia elétrica, criado pela REN nº 482/2012, permite que a energia gerada na unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede distribuidora. Quando a unidade consumidora gerar mais energia do que o seu consumo, receberá um crédito em energia (kWh) a ser abatido na fatura dos meses subsequentes (ANEEL, 2016b). Os créditos de energia são válidos por um período de 60 meses (ANEEL, 2015).

Existe ainda a possibilidade de o(a) consumidor(a) utilizar esses créditos em outras unidades consumidoras do(a) mesmo(a) titular desde que essas unidades estejam cadastradas dentro de uma mesma área de concessão. Esse tipo de utilização de créditos se chama “autoconsumo remoto”. Existe ainda a possibilidade de, no caso de condomínios ou empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, repartir a energia gerada entre os(as) condôminos(as) em porcentagens definidas por eles(as) mesmos(as). E por fim existe ainda a “geração compartilhada”, que possibilita pessoas interessadas em gerar sua própria energia se unirem em um consórcio ou em uma cooperativa, instalarem um micro ou minigeração distribuída e compensarem a energia gerada nas faturas dos(as) consorciados(as) ou cooperados(as) (ANEEL, 2016).

2.1.3 Incidência de impostos estaduais e federais

Cabe à Receita Federal do Brasil tratar da incidência de tributos federais e às Secretarias de Fazenda Estaduais tratar da incidência de impostos estaduais aplicáveis à energia elétrica. O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um imposto estadual, já o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais.

Quanto à incidência do ICMS em relação à geração distribuída, em 2013, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) aprovou o Convênio ICMS nº 6, de 05/04/2013, o qual estabelece que o ICMS deve ser cobrado sobre toda a energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, desconsiderando a compensação da energia injetada na rede (ANEEL, 2016b). Porém, em 22/04/2015, o COFAZ publicou o Convênio ICMS nº 16 que revoga o Convênio ICMS 6/2013 e autoriza as unidades federadas a conceder a isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica. Ou seja, nos Estados que aderirem ao convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada na rede no mês em questão (ANEEL, 2016). Atualmente, apenas sete Estados (Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul, Espírito Santo, Amazonas, Pará e Amapá) ainda não aderiram ao Convênio ICMS 16/2015. Nos demais Estados o Convênio ICMS 16/2016 já foi aderido, estando em vigor e com efeito em todos eles.

Quanto ao PIS e à COFINS, foi publicada, em 6 de outubro de 2015, a Lei nº 13.169/2015 a qual estabelece que esses tributos são cobrados apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora portadora de geração distribuída. Como o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida vale igualmente

para todos os Estados do país (BRASIL, 2015). As alíquotas do PIS e da COFINS são de 1,65% e 7,6%, respectivamente, e são apuradas de forma não cumulativa. Dessa forma, a alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, como por exemplo a energia adquirida para a revenda ao consumidor (ANEEL, 2016c).

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dadas as recentes ações regulatórias que possibilitam compensação da energia excedente produzida por sistemas de pequeno porte, houve um grande crescimento da geração distribuída de energia no Brasil. Entre as fontes geradoras de energia distribuída, a energia solar fotovoltaica apresentou o maior destaque, com 4.955 adesões até agosto de 2016, em segundo lugar a energia eólica, com 39 instalações (ANEEL, 2016a). Esta seção apresenta maiores informações sobre essa fonte de energia renovável.

2.2.1 Sistemas solares fotovoltaicos

Um sistema solar FV integrado a uma edificação e conectado à rede de distribuição elétrica é composto por vários elementos. Os principais deles são os módulos FV, o sistema conversor de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) também chamado de inversor e o relógio medidor bidirecional.

O módulo FV é o elemento de base de geração energética do sistema. A energia gerada por esses módulos é em CC; porém a energia que é consumida pelos equipamentos da edificação é em CA. A energia gerada pelos módulos FV necessita ser convertida de CC para CA, conversão que é realizada pelos inversores. A energia produzida pelos módulos FV é transferida para o inversor, o qual converte a energia CC para CA, sendo essa distribuída para o consumo dentro da edificação.

A energia fotovoltaica que não é consumida pela edificação é direcionada à rede de energia da distribuidora local por meio de um medidor de consumo (bidirecional). O medidor de energia mede a energia consumida da rede e a energia injetada na rede. Quando o sistema fotovoltaico gera mais energia do que a demanda da edificação, o medidor anda para trás; o contrário ocorre quando a edificação consome mais energia do que a gerada pelo sistema solar. Esse sistema é conhecido internacionalmente como *net metering* e é o mesmo sistema adotado pela REN nº 482/2012.

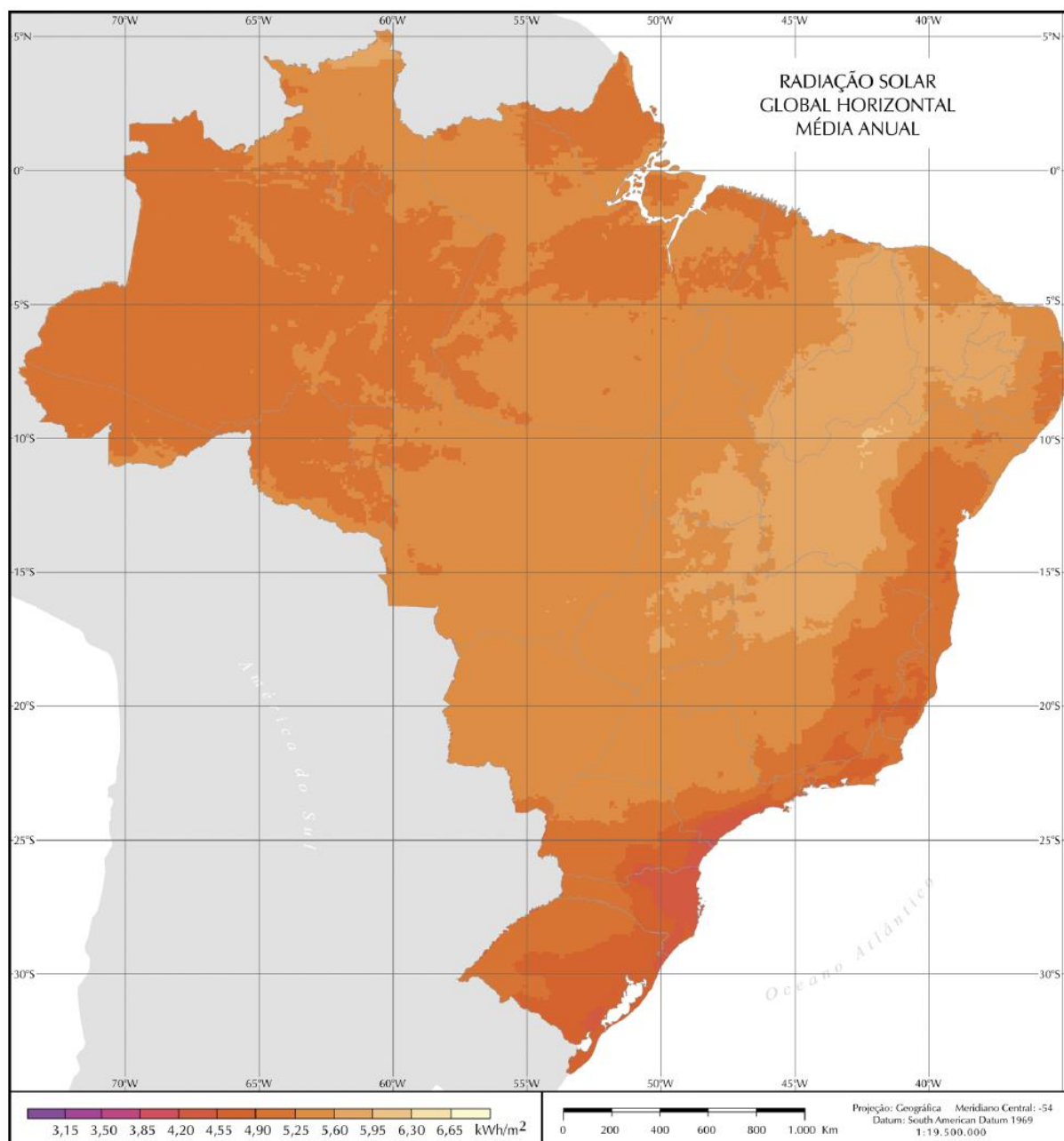
2.2.2 Irradiação solar

A irradiação solar de maior interesse para o aproveitamento fotovoltaico é a Irradiação Global Horizontal (GHI, da sigla em inglês *Global Horizontal Irradiation*) a qual quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal. A GHI é composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DHI, da sigla em inglês *Difuse Horizontal Irradiation*) e pela Irradiação Direta Horizontal (BHI, da sigla em inglês *Beam Horizontal Irradiation*). A DHI é a parcela de radiação solar que é dispersa e atenuada por nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera, enquanto que a BHI é a parcela de radiação que atinge o solo diretamente, sem reflexões.

Em termos de dados coletados sobre a irradiação solar incidente no território nacional, o Atlas Brasileiro de Energia Solar pode ser considerado como a referência mais atual e completa (EPE, 2012). Esse Atlas foi publicado em 2006 e foi produzido através do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), sob a coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) em cooperação com a Universidade Federal de Santa Catarina. Entre os muitos produtos apresentados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, está o potencial anual médio de irradiação solar para o período de 10 anos considerado no estudo. Os resultados mostraram que, mesmo o Brasil apresentando diferentes características climáticas ao longo do seu território, a média anual de irradiação global tem boa uniformidade, apresentando médias anuais relativamente altas em todo o país (PEREIRA *et al.*, 2006).

Os resultados do projeto SWERA (2006) mostraram que a região Nordeste apresenta a maior disponibilidade energética, com os maiores valores de irradiação solar observados no território brasileiro. Incluindo parcialmente o norte de Minas Gerais, o nordeste de Goiás e o sul de Tocantins. Já os menores valores de irradiação global são observados na região Sul do Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina, litoral do Paraná. O mapa com as médias anuais de irradiação global horizontal ao longo do território brasileiro está apresentado na Figura 3. A região norte da Bahia apresenta o valor máximo de irradiação global - $6,5 \text{ kWh/m}^2$ -, enquanto que o litoral norte de Santa Catarina apresenta $4,25 \text{ kWh/m}^2$, sendo esse o valor mínimo de irradiação global observado no território brasileiro (PEREIRA *et al.*, 2006). Entre todas as capitais brasileiras, a capital do estado de Santa Catarina (Florianópolis) apresenta o menor valor de irradiação global incidente.

Figura 3 - Irradiação Global Horizontal média anual ao longo do território brasileiro



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar por Pereira *et al.* (2006)

A incidência da irradiação global em um plano inclinado varia em relação ao ângulo de inclinação desse plano e, também, em relação à sua orientação. Para um sistema solar fotovoltaico, a determinação do ângulo de inclinação dos painéis solares é influenciada pela posição da Terra em relação ao longo do ano. No hemisfério sul, para o melhor aproveitamento da incidência de irradiação global, os painéis solares devem estar voltados para o equador (norte geográfico) e a inclinação com o plano horizontal pode ser ajustada para maximizar a produção em determinada estação do ano ou para maximizar a produção média ao longo do ano. Para

esse último caso, em geral, a inclinação ideal corresponde a ângulos próximos da latitude do local da instalação (RÜTHER, 2004). Por exemplo, para Florianópolis, que está localizada na latitude 27° Sul, a inclinação e orientação ideais para que um sistema fotovoltaico tenha o seu melhor desempenho de produção ao longo do ano é de 27° voltado para o norte.

2.2.3 Tecnologias fotovoltaicas

As principais tecnologias fotovoltaicas encontradas comercialmente são os módulos de silício cristalino e os de filmes finos. Historicamente, o silício cristalino é o mais usado e comercializado (EPE, 2012). Essa tecnologia se divide em dois grupos: os monocristalinos (m-Si) e os policristalinos (p-Si). Os monocristalinos possuem uma estrutura homogênea em toda a sua extensão e para a sua fabricação é necessário que o silício tenha 99,9999% de grau de pureza fazendo com que essa tecnologia se torne mais cara que a do silício policristalino e apresente maior eficiência na conversão de energia (RÜTHER, 2004). A Figura 4 apresenta módulos de silício policristalino.

Quanto aos módulos de filmes finos, os materiais semicondutores comercialmente utilizados na sua fabricação são, normalmente, o silício amorfo (a-Si), o telureto de cádmio (CdTe) ou o disseleneto de cobre índio gálio (CIGS). Para a produção dos módulos de filmes finos, esses materiais semicondutores são revestidos por alguma proteção mecânica, como vidro ou plástico, o que acaba barateando o custo dessa tecnologia. Em comparação com as tecnologias de silício cristalino, as tecnologias de filme fino apresentam menor eficiência na conversão de energia sendo que o período dos primeiros meses após a instalação é o mais crítico (EPE, 2012).

Por outro lado, os módulos de filmes finos apresentam uma estética mais atraente do que os módulos de silício cristalino e, conseqüentemente, têm encontrado maiores possibilidades em diversas aplicações arquitetônicas, substituindo materiais na cobertura de telhados e em fachadas integradas à edificação (RÜTHER, 2004). Um painel constituído por módulos FV de filme fino está apresentado na Figura 5.

Figura 4 - Módulos de silício policristalino



Figura 5 - Módulos FV de filme fino



Segundo o relatório *Global Market Outlook: for Solar Power 2016-2020* divulgado pela EPIA (da sigla em inglês, *European Photovoltaic Industry Association*) em 2016, atualmente, os módulos de silício cristalino dominam o mercado mundial sendo responsáveis por representar mais de 90% das instalações fotovoltaicas. Por outro lado, ainda segundo o relatório produzido pela EPIA (2016), o desenvolvimento da tecnologia de módulos de filmes finos atingiu vários recordes de eficiência no último ano. As tecnologias CIGS e CdTe recentemente atingiram 22% de eficiência em células de laboratoriais, enquanto que os módulos de CdTe chegaram a atingir 16,4% de eficiência para produtos à nível de mercado – grau de eficiência comparado ao padrão dos módulos de silício policristalinos.

A tendência é que o custo benefício dos módulos de filme fino aumente fazendo com que essa tecnologia reduza com o tempo a participação módulos fotovoltaicos de silício no mercado. De qualquer maneira, os módulos de silício devem manter uma parcela importante no mercado principalmente pelo fato de o silício apresentar uma maior disponibilidade na natureza (EPE,2012).

2.2.4 Sistemas fotovoltaicos aplicados/integrados a edificações

Uma das principais vantagens das tecnologias geradoras de energia solar fotovoltaica para a aplicação em sistemas de geração distribuída é a possibilidade de aplicá-las e/ou integrá-las ao envelope das edificações. Adicionalmente, a significativa queda no custo dos módulos FV vem oferecendo a possibilidade de explorá-los não apenas para a geração fotovoltaica, mas também por razões estéticas.

Existem duas maneiras de aplicar um sistema fotovoltaico à uma edificação: integrados ao edifício (BIPV, da sigla em inglês *Building Integrated Photovoltaics*) ou adicionados/anexados ao edifício (BAPV, da sigla em inglês *Building Added/Attached Photovoltaics*). Os componentes de um sistema BAPV requerem um sistema de montagem adicional o que faz com que esses normalmente sejam mais utilizados em casos de *retrofit*. Já os produtos BIPV tornam-se parte da envoltória da edificação o que torna possível a sua utilização a substituição de componentes da envoltória como coberturas, fachadas e janelas (DIDONÉ, WAGNER e PEREIRA, 2014).

Sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados/integrados facilmente em diferentes partes da envoltória como na cobertura da edificação e/ou nas fachadas, ou ainda, de forma a cumprir alguma função estrutural do edifício. A Figura 6 ilustra alguns exemplos de maneiras de integrar/adicionar sistemas fotovoltaicos em edificações.

Figura 6 - Exemplos de diferentes maneiras de integrar/adicionar sistemas FV em edificações



Fonte: Scognamiglio e Røstvik (2012)

2.2.5 Custos de investimento de um sistema fotovoltaico

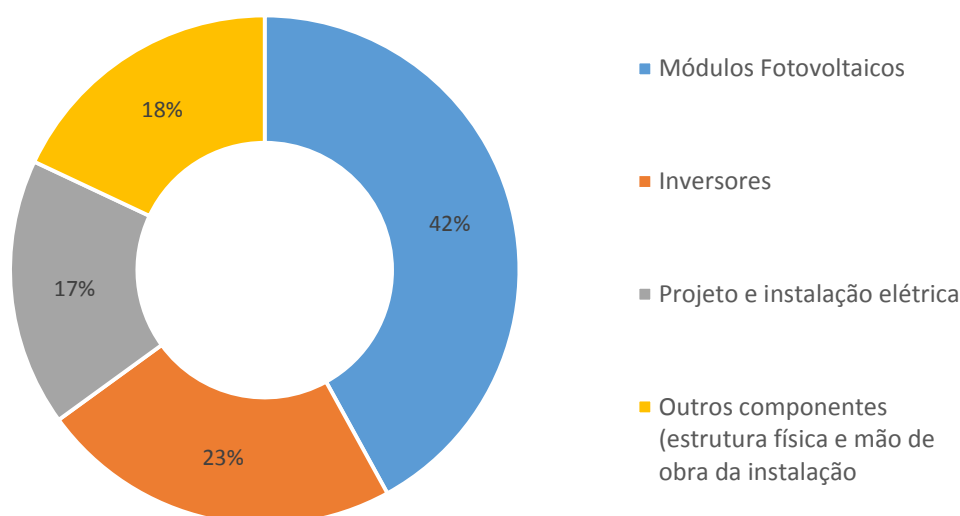
O crescente desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica traz condições econômicas que tendem a atrair investidores, sejam eles corporativos ou individuais. Portanto, além de estudos sobre viabilidade técnica de sistemas fotovoltaicos, também é imprescindível considerar a viabilidade econômica desses sistemas.

Os principais itens no custo de investimento de um sistema fotovoltaico são os módulos fotovoltaicos e o BoS (da sigla em inglês, *Balance of System*), que engloba o inversor, as estruturas de instalação do sistema, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação em montagem (EPE, 2012).

Em relação ao setor fotovoltaico no mercado brasileiro, o Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) fez uma pesquisa por meio de um questionário enviado a diversas empresas do setor (instaladoras, projetistas ou fabricante/revendedora de equipamentos) no Brasil, realizada entre os meses de junho e julho

de 2016. Por meio desse questionário, pôde-se traçar o cenário nacional atual do mercado de geração solar distribuída. Os resultados mostraram que o custo total de uma instalação FV é composto em 42% pelos módulos fotovoltaicos, 23% pelos inversores, 17% pelo projeto e instalação elétrica e, por fim, 18% por outros componentes como a estrutura de fixação e a mão de obra de instalação (Figura 7) (IDEAL, 2016).

Figura 7 - Composição de custos de um sistema FV



Fonte: Adaptado de Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (2016)

2.3 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A avaliação econômico-financeira de um investimento tem o objetivo de analisar o fluxo de caixa futuro gerado por tal investimento, sendo que o fluxo de caixa de um projeto de investimento é a projeção de lucro líquido excluído de itens que não afetam o caixa (depreciação e amortização) e acrescentando o desembolso em investimentos fixos. Em um projeto de investimento, em geral, existe um investimento inicial e espera-se que o fluxo de caixa seja positivo em períodos futuros (HOJI, 2012).

Os principais métodos de avaliação de investimentos (HOJI, 2012) e também os mais utilizados internacionalmente pelos CFOs (*Chief Financial Officers*) nas empresas (GRAHAM; HARVEY, 2001) são:

- **Valor Presente Líquido (VPL);**
- **Taxa Interna de Retorno (TIR);**
- **Tempo de retorno do investimento (*payback time*);**

Uma avaliação de investimento é mais conclusiva quando se utiliza a combinação dos métodos. Detalhes dos métodos são apresentados na sequência.

2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é obtido pela soma de todos os valores do fluxo de caixa (entradas e saídas) trazidos para a data presente, ou seja, desconta-se o fluxo de caixa líquido de cada período futuro gerado durante a vida útil do investimento com a taxa de desconto, e adiciona-se o somatório desses valores descontados ao fluxo de caixa líquido do instante inicial (HOJI, 2012). O investimento será economicamente atraente se o VPL for positivo. A expressão para o cálculo do VPL é dada pela Equação 1.

$$VPL = P + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad \text{Eq. 1}$$

Onde, P representa o investimento inicial, F_t representa o fluxo de caixa do projeto no período t , i representa a taxa de desconto, t é o período em questão e n é o número total de períodos.

Como taxa de desconto (i) usa-se a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que é a menor taxa que um investidor aceita como rentabilidade para um investimento, ou seja, é a taxa a partir da qual um investidor considera que está tendo ganhos financeiros (CASAROTTO FILHO; KOPITTKKE, 1994).

2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma taxa que expressa a rentabilidade de um projeto e tem a função de aplicar o fator de juros sobre um valor presente para levar cada valor do fluxo caixa para uma data-base (HOJI, 2012). Em termos matemáticos, a TIR é a taxa de desconto no cálculo do VPL que faz com que seu valor se anule. Portanto, tomando-se a TMA como taxa

de desconto na análise, o investimento será economicamente atraente se a TIR for maior que a TMA. A Equação 2 demonstra a expressão a relação da TIR com o VPL.

$$VPL = P + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = 0 \quad \text{Eq. 2}$$

Onde, i é a variável independente que representa TIR, P representa o investimento inicial, F_t representa o fluxo de caixa do projeto no período t , t é o período em questão e n é o número total de períodos.

2.3.3 Tempo de retorno do investimento (*payback time*)

O tempo de retorno do investimento, também conhecido como *payback time*, consiste em apurar o tempo necessário para que a soma dos fluxos de caixa periódicos seja igual ao do fluxo de caixa do instante inicial (HOJI, 2012), ou seja, o *payback* mede em quanto tempo o capital investido é recuperado. Existe o *payback* simples e o *payback* descontado, sendo que o primeiro não considera o valor do dinheiro no tempo enquanto que o segundo leva em conta a TMA do investidor. Para esta análise econômica optou-se pelo *payback* descontado por esse apresentar um valor mais condizente com a realidade, onde o valor do dinheiro está atrelado ao tempo. O *payback* simples somente faz sentido em situações de juros zero, que raramente acontecem.

Como o *payback* é um método não exato de resolução de problemas de investimentos, geralmente não serve como parâmetro para escolher a melhor opção de investimento entre diversas possíveis. Entretanto, esse método é largamente usado em análises de viabilidade de investimentos, por fornecer uma medida do risco associado ao projeto, mostrando claramente ao investidor quanto tempo levará para ele recuperar o dinheiro investido.

3 MÉTODO

O método deste trabalho foi dividido em duas etapas: uma análise técnica e uma análise de viabilidade econômica. A etapa de análise técnica é composta por um estudo do balanço energético de um edifício comercial de escritórios localizado em Florianópolis-SC através de simulações computacionais do seu consumo e da sua geração energética.

A análise econômica consiste em avaliar a viabilidade econômica de substituir materiais de revestimento de fachadas por elementos fotovoltaicos para quando esses tornam positivo o balanço energético do edifício. Quanto aos métodos de análise de viabilidade de investimento, os indicadores adotados foram o VPL, a TIR e o tempo de retorno (*payback* descontado).

3.1 ANÁLISE TÉCNICA

Essa seção apresenta o método adotado para a análise do consumo e da geração energética de um edifício comercial de escritórios localizado em Florianópolis-SC. O desenvolvimento consiste em duas etapas: (1) simulação computacional do consumo energético da edificação e (2) dimensionamento de um sistema FV para as fachadas e cobertura da edificação.

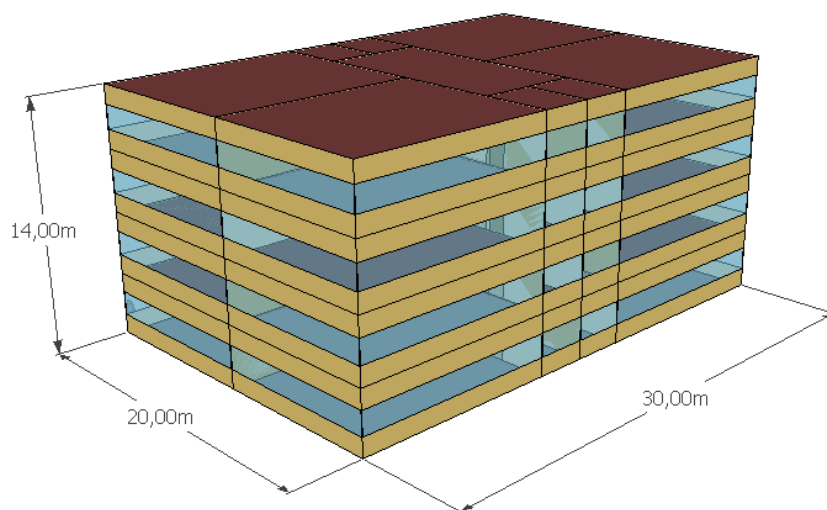
3.1.1 Tipologia

O edifício de escritórios utilizado na simulação computacional do desempenho energético foi modelado com o auxílio de duas ferramentas computacionais: o *SketchUp* (TRIMBLE, 2012), versão 8, que permitiu modelar a geometria do edifício e o *plug-in Legacy OpenStudio* (NREL, 2015), versão 1.0.14, que permitiu definir as características térmicas iniciais da envoltória e das superfícies da edificação.

A tipologia apresentada na Figura 8 representa um edifício de escritórios de médio porte, possui um total de quatro pavimentos sendo que cada pavimento possui um pé direito de 3,5m. O edifício possui dimensões de 30 x 20 x 14m, com uma área total construída de 2.400m² e com maiores fachadas estão orientadas para o norte/sul. O edifício apresenta um total de 600m² de área disponível de cobertura para a instalação de um sistema fotovoltaico, enquanto que as quatro fachadas somam juntas um total de 1400m² área disponível.

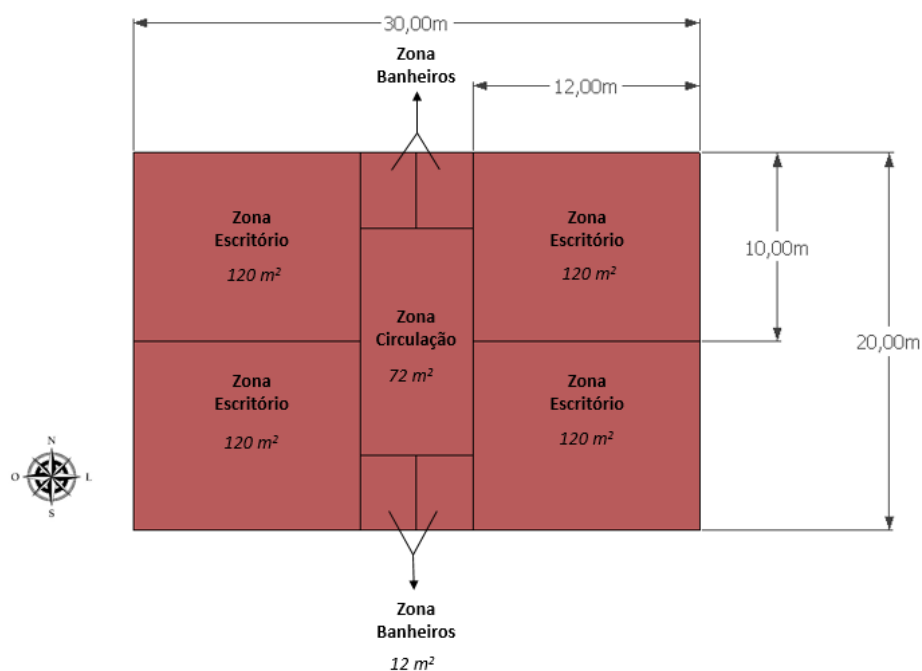
O percentual de abertura das fachadas (WWR, da sigla em inglês *Window to Wall Ratio*) é dada pela relação entre a área de janela e a área da fachada opaca correspondente. O WWR adotado foi de 40 %.

Figura 8 - Tipologia definida para o modelo de edifício de escritórios



Cada um dos ambientes da edificação - classificados em escritórios, circulação e banheiros - foi modelado representando uma zona térmica. A tipologia do edifício foi, portanto, subdividida em três zonas térmicas principais: Escritório, Circulação e Banheiros; somando um total de nove zonas térmicas por pavimento (Figura 9). As zonas térmicas que representam escritórios ficaram posicionadas com as suas aberturas voltadas para duas orientações diferentes com o objetivo de explorar o potencial de ventilação natural no ambiente.

Figura 9 - Zonas térmicas e suas respectivas áreas



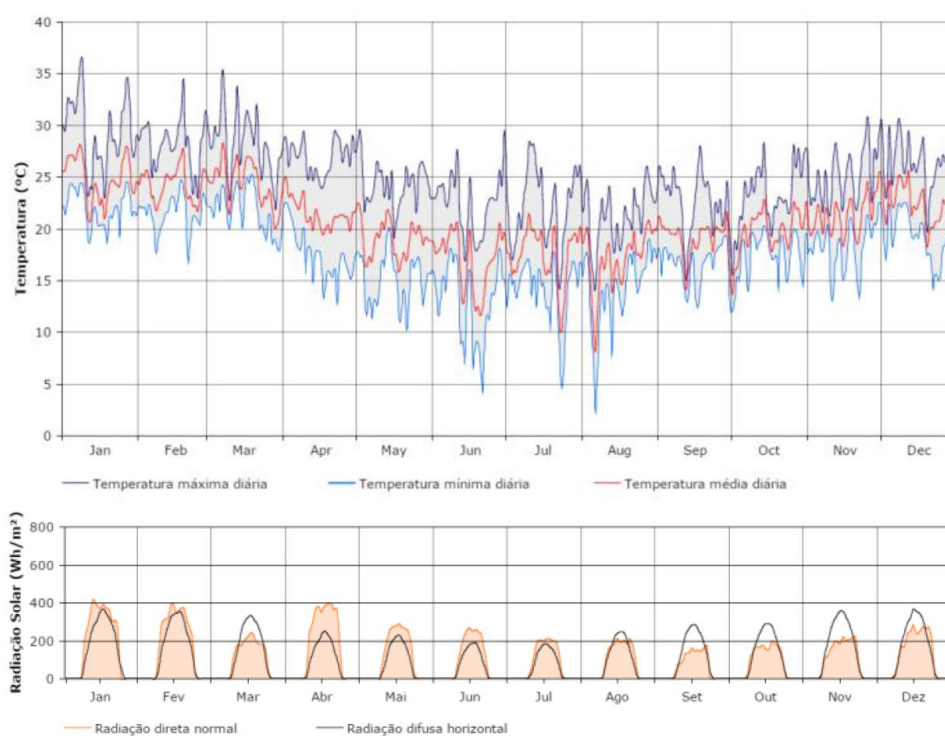
3.1.2 Simulação computacional do consumo energético

O programa escolhido para a simulação computacional do consumo energético do edifício foi o *EnergyPlus* (DOE, 2016a), versão 8.5 - um programa de simulação muito utilizado por engenheiros(as), arquitetos(as) e pesquisadores(as) em diversos países. O *EnergyPlus* é usado para simular o consumo de energia (para aquecimento, resfriamento, ventilação, iluminação e outras cargas internas). Além de ser um dos programas mais utilizados na área de desempenho energético de edificações, o *EnergyPlus* atende aos requisitos da ASHARAE 140 e foi por esse motivo escolhido para o desenvolvimento deste trabalho.

3.1.2.1 Arquivo Climático

O arquivo climático adotado na simulação foi do tipo TRY (*Test Reference Year*) para a cidade de Florianópolis-SC, localizada a 27°35'49'' sul e 48°32'56'' oeste. Os arquivos climáticos do tipo TRY representam um ano de dados médios sem extremos de temperatura (CB3E, 2015). A Figura 10 apresenta os dados de temperaturas mínima, média e máxima diária, assim como as radiações direta e difusa mensais para Florianópolis segundo o arquivo climático TRY.

Figura 10 - Dados do arquivo climático TRY para Florianópolis



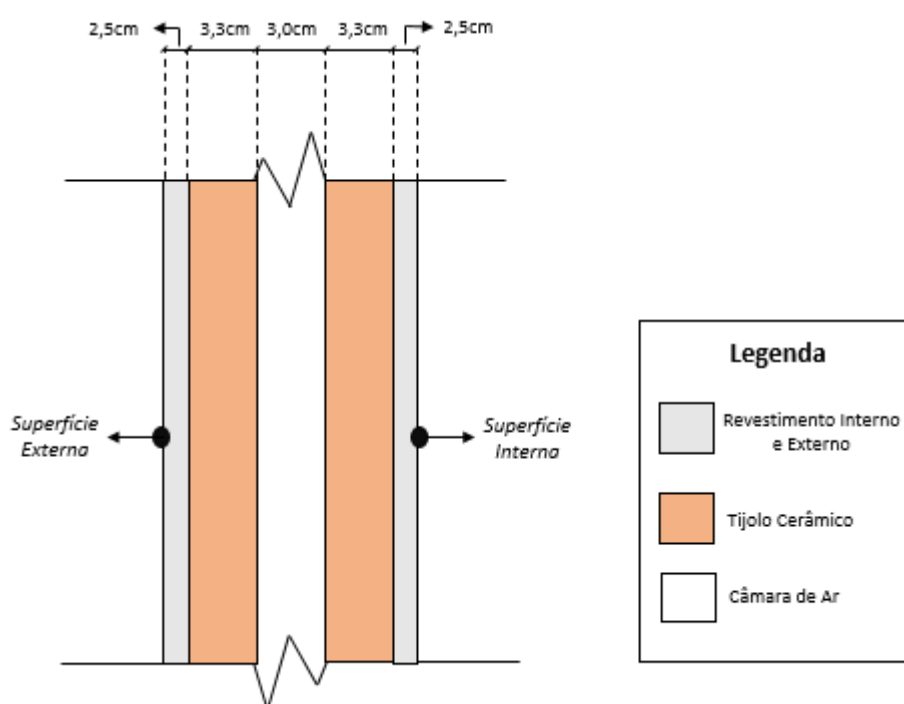
Fonte: Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações (2015)

3.1.2.2 Propriedades térmicas dos componentes da envoltória

As trocas de calor entre o ambiente externo e interno de uma edificação são determinadas, em grande parte, pelos componentes da envoltória (paredes, coberturas, aberturas e pisos). O desempenho térmico desses componentes está relacionado com a propriedades dos materiais que os constituem, tais como a espessura, a densidade de massa aparente (ρ), a condutividade térmica (λ), o calor específico (c) e a absorvância solar (α). Essas propriedades são responsáveis por determinar a transmitância térmica (U) e capacidade térmica (CT). Os componentes da envoltória aqui adotados atendem as recomendações de valores das propriedades térmicas apresentadas pela NBR 15220-2. Os cálculos para U e CT são realizados pelo próprio *EnergyPlus* e também atendem aos métodos de cálculo propostos pela NBR 15220-2 (ABNT, 2005).

A parede externa é composta por argamassa de revestimento (2,5cm), tijolo cerâmico de oito furos (10 x 20 x 20 cm), assentado na sua menor dimensão, e argamassa de revestimento interna (2,5cm). As grandezas térmicas da parede externa são de 2,2 W/m².K para a transmitância térmica e de 146,0 kJ/m².K para a capacidade térmica sendo que o componente equivalente usado para esses cálculos está representado na Figura 11.

Figura 11 - Componente equivalente representando a composição da parede externa



Fonte: Elaboração própria.

A cobertura é composta por telha de fibrocimento (0,7cm), lã de vidro (6,5cm), laje armada por blocos cerâmicos (12cm) e argamassa de revestimento interna (2,5cm) com transmitância térmica de $0,5 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e capacidade térmica de $113 \text{ kJ/m}^2\cdot\text{K}$. O componente construtivo modelado para o piso é composto por uma camada de piso cerâmico, argamassa de nivelamento (2,0cm), laje armada de blocos cerâmicos (12,0cm), totalizando uma resistência térmica de $0,1187 \text{ m}^2\cdot\text{K/W}$ (esse valor não considera as resistências superficiais).

As paredes externas e a cobertura foram simuladas com valores de absorvância solar de 0,4 e 0,5 respectivamente. Quanto às aberturas, essas são constituídas por vidro simples de 6mm de espessura, transmitância térmica de $5,7 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e fator solar de 0,35.

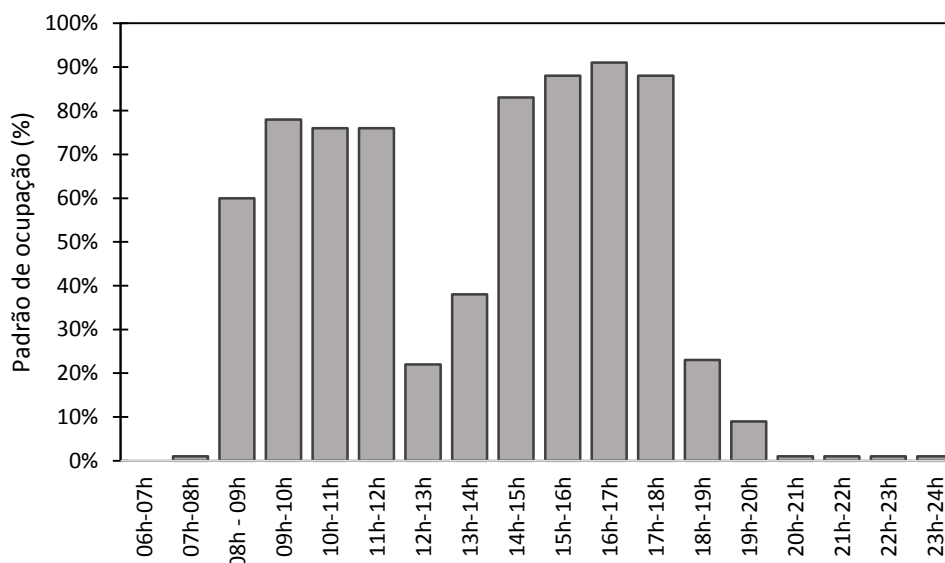
3.1.2.3 Cargas internas

A ocupação dos ambientes pode gerar grande impacto no desempenho termo-energético da edificação, uma que vez o metabolismo das pessoas gera calor o qual é dissipado para o ambiente. Portanto, foi necessário considerar a densidade de pessoas que ocupam os escritórios, a atividade realizada por elas e os horários do dia em que frequentam esses espaços.

Quanto à densidade de pessoas, considerou-se $14,7 \text{ m}^2/\text{pessoa}$ – valor encontrado no estudo realizado por Santana (2006) ao pesquisar o padrão de ocupação em edifícios de escritórios em Florianópolis. Foi adotado 108 W como ganho de calor por pessoa definido de acordo com o nível de atividade padrão realizado em um escritório – valor obtido através da tabela de taxas metabólicas de diversas atividades determinadas pela ASHRAE 55. Quanto à fração radiante, que é responsável por definir a quantidade de radiação de onda longa emitida por pessoa em uma zona, adotou-se 0,3.

Aos horários de ocupação, foi adotado o *schedule* obtido no estudo de Santana (2006), no qual observou-se uma ocupação mais intensa no período das 8h às 12h e das 13h às 18h nos dias de semana. Finais de semana e feriados foram considerados como dias sem ocupação, uma vez que não há expediente de trabalhos nesses dias. O *schedule* do padrão de ocupação usado na simulação está apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Padrão de ocupação dos escritórios

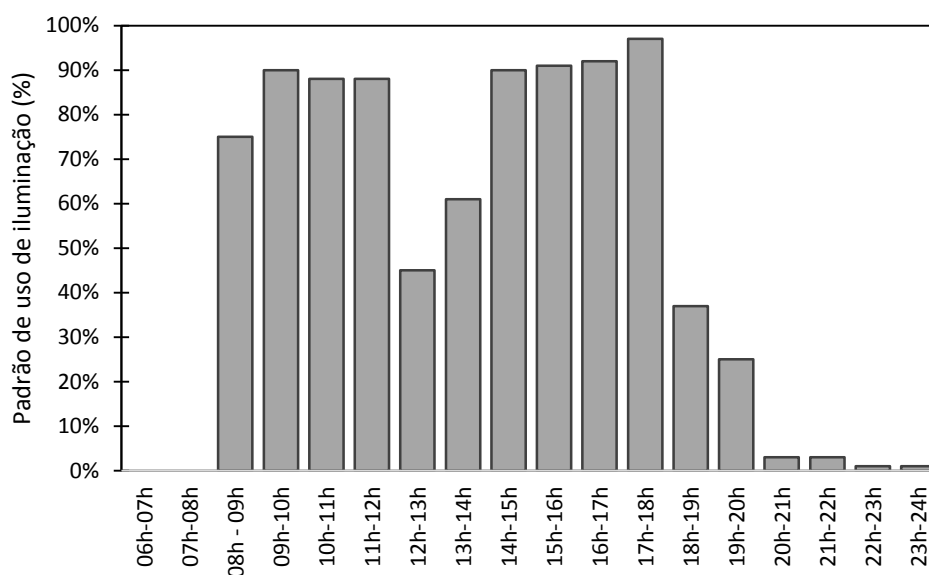


Fonte - Elaborado a partir dos dados obtidos por Santana (2006)

O sistema de iluminação artificial consome energia e parte da energia é dissipada como calor para o ambiente. Portanto, um edifício com um sistema eficiente de iluminação fornece os níveis adequados de iluminâncias para determinada tarefa consumindo o mínimo de energia possível gerando baixa carga térmica (CB3E, 2016). A densidade de potência de iluminação limite (DPI_L) para cada ambiente usada na simulação do edifício foi definida seguindo o que é proposto pelo RTQ-C para que um edifício possa atingir o nível A de eficiência. Portanto, para os escritórios, considerando o método da área do edifício, adotou-se uma DPI_L de $9,7 \text{ W/m}^2$. Para as áreas de circulação e banheiros, seguindo o método das atividades do edifício, adotou-se se uma DPI_L de $7,10 \text{ W/m}^2$ e 5 W/m^2 , respectivamente. A fração radiante e a fração visível adotadas foram ambas 0,3. O *schedule* padrão de uso médio utilizado para iluminação dos escritórios foi baseado no estudo de Santana (2006) e está representado na Figura 13.

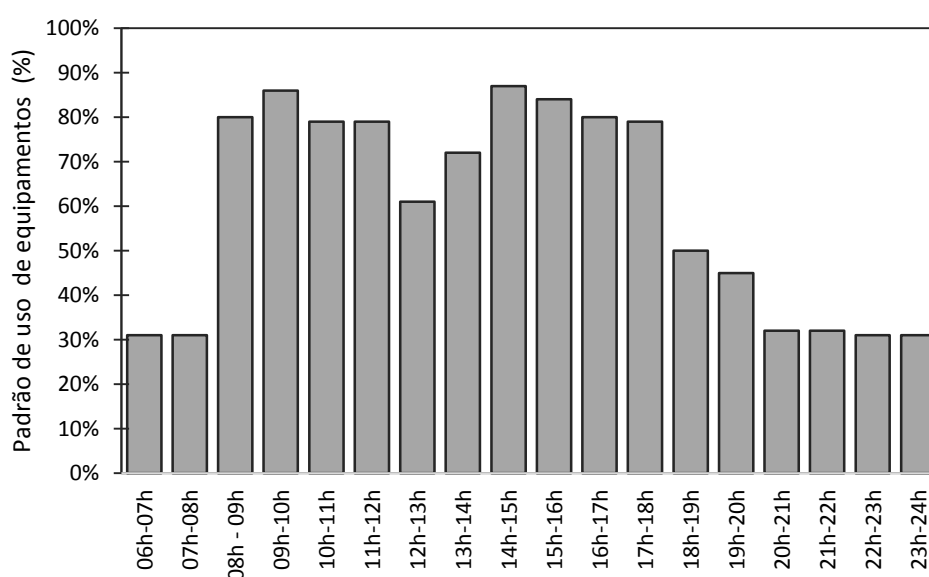
A densidade de carga interna (DCI) dos equipamentos também precisou ser contabilizada na simulação. Para a DCI dos equipamentos de uso de escritórios adotou-se o valor médio obtido por Santana (2006). Sendo assim, foi considerado $9,7 \text{ W/m}^2$ de DCI dos equipamentos nas zonas de térmicas que representam os escritórios e a fração radiante adotada foi de 0,3. O padrão de uso dos equipamentos de escritório adotado na simulação está representado na Figura 14 (SANTANA, 2006). Também foi considerada a carga de energia consumida pela bomba d'água do edifício, ligada 5 horas por dia, nos dias de semana, consumindo 400 W.

Figura 13 - Padrão de uso de iluminação dos escritórios



Fonte: Elaborado a partir de dados obtidos por Santana (2006).

Figura 14 - Padrão do uso de equipamentos de escritório



Fonte: Elaborado a partir dos dados obtidos por Santana (2006).

3.1.2.4 Condições de operação híbrida

Edifícios de operação híbrida entre ventilação natural e condicionamento artificial operam predominantemente de forma passiva, mas, de acordo com as necessidades dos ocupantes, ocorre o condicionamento artificial dos ambientes internos. Edifícios comerciais de

escritórios equipados com condicionamento artificial consomem grandes quantidades de energia para manter seus espaços ocupados dentro do intervalo de temperatura que os seus ocupantes consideram aceitável. Esses intervalos de temperatura são normalmente muito estreitos, em torno de 2.2°C (HOYT; ARENS; ZHANG, 2015). Portanto, o intervalo de temperatura de operação de um sistema de condicionamento artificial causa impactos tanto no conforto térmico dos ocupantes como no consumo de energia.

Quanto ao conforto térmico dos ocupantes, segundo Hoyt, Arens e Zhang (2014), um extenso estudo de campo mostrou que o condicionamento artificial de ambientes internos a um intervalo de temperatura mais estreito não resulta em maior satisfação do usuário do que intervalos mais amplos. Quanto ao consumo de energia, ampliar o intervalo de temperatura da operação híbrida resulta na diminuição consumo energético pelo sistema de condicionamento artificial do edifício. Isso se dá pelo fato de os ambientes passarem mais horas dentro de maiores intervalos de temperatura sem haver a necessidade de acionar o sistema de condicionamento artificial.

Neste contexto, para análise do consumo energético, diferentes intervalos de condições de operação híbrida foram variados parametricamente (com variações de 1°C para mais e 1°C para menos) com o intuito de avaliar o potencial de economia de energia com condicionamento artificial da edificação. Portanto, quando os ambientes atenderam às condições de intervalo de operação híbrida determinadas, foram simulados com ventilação natural. Porém quando não atenderam a essas condições, eles foram simulados com sistema condicionamento artificial. Sendo assim, os intervalos de operação híbrida determinaram o momento em que o sistema de condicionamento artificial é acionado para o resfriamento ou aquecimento dos ambientes. Os valores de limite máximo (desconforto devido ao calor) e os valores de limite mínimo (desconforto devido ao frio) de cada condição de operação híbrida sob análise estão especificados a seguir:

Condição 1: $21^{\circ}\text{C} - 24^{\circ}\text{C}$;

Condição 2: $20^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}$;

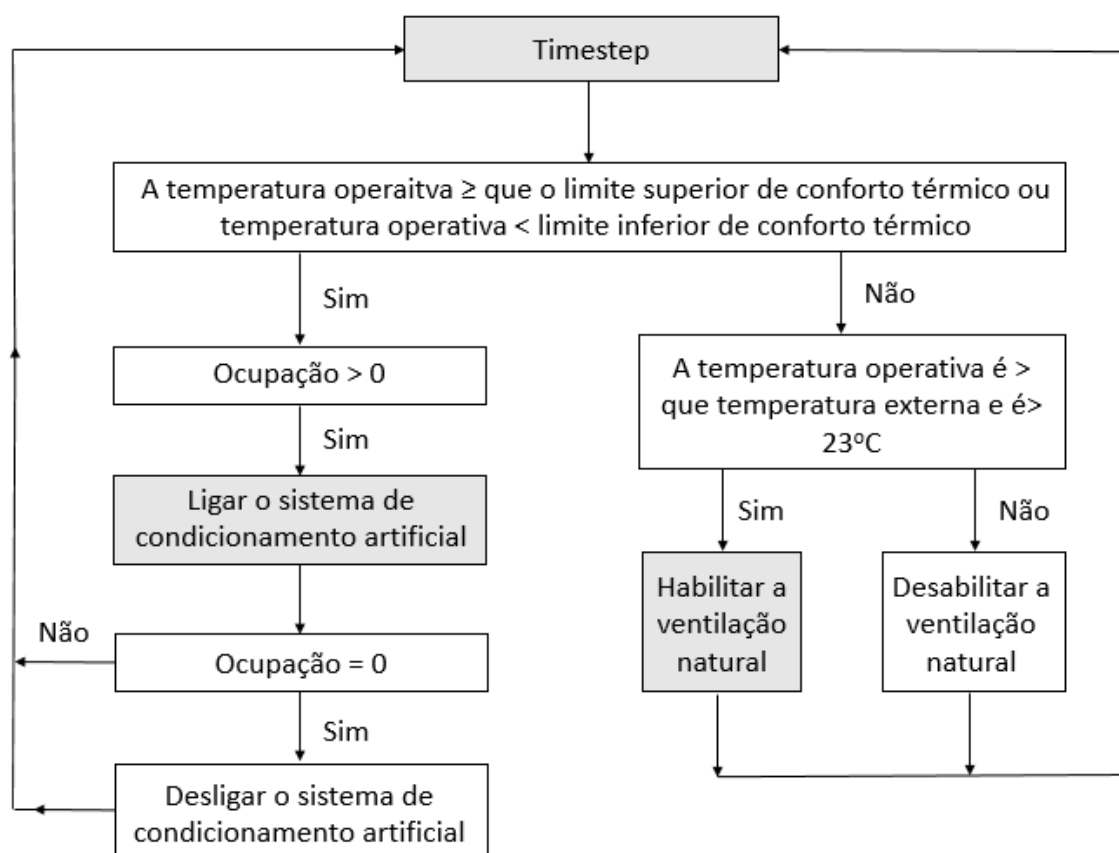
Condição 3: $19^{\circ}\text{C} - 26^{\circ}\text{C}$;

Condição 4: $18^{\circ}\text{C} - 27^{\circ}\text{C}$.

As condições de operação híbrida são controladas de acordo com a temperatura interna da zona térmica sob análise e as condições determinadas pelo recurso de simulação de controle avançado. Para desenvolver tal simulação no *EnergyPlus* usou-se o recurso de controle

avanzado *Energy Management System* (EMS). O EMS possibilita a leitura e a troca de informações durante o processamento da simulação a cada *timestep*. O *timestep* adotado foi de 12 por hora (a cada 5 minutos). As zonas térmicas simuladas com operação híbrida foram as que representam os escritórios e o desligamento do sistema de condicionamento artificial foi vinculado ao término da ocupação do ambiente. O algoritmo desenvolvido foi baseado no algoritmo apresentado por Sorgato (2015) e está representado em forma de fluxograma na Figura 15.

Figura 15 – Algoritmo de controle do sistema de ventilação natural e condicionamento artificial



Fonte: Adaptação feita a partir do algoritmo apresentado por Sorgato (2015)

3.1.2.4 Sistema de condicionamento artificial

Para a simulação do sistema de condicionamento de ar, adotou-se o objeto de simulação *HVACTemplate:Zone:PTHP*, o qual modela um sistema *Packaged Terminal Heat Pump* reproduzindo o desempenho de condicionadores de ar do modelo *Split*, funcionando com os fundamentos de bomba de calor (SORGATO, 2015). Esse sistema de condicionamento de artificial foi considerado apenas para as zonas térmicas que representam os escritórios.

O Coeficiente de Performance (COP) adotado, tanto para resfriamento quanto para aquecimento, foi de 3,5 – valor dentro do intervalo sugerido pelo INMETRO para que um equipamento condicionador de ar atinja o nível “A” de eficiência. As demais características do sistema de condicionamento artificial estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Característica do sistema de condicionamento artificial

Parâmetro	Condição
Termostato	Variável de acordo com condição de operação híbrida
Taxa de fluxo de ar por pessoa	0,0075 m ³ /s
Modo de operação do ventilador	Contínuo
Eficiência do ventilador	0,7
Pressão do ventilador	75 Pa
Capacidade de refrigeração	Auto dimensionamento
Capacidade de aquecimento	Auto dimensionamento
Capacidade de resfriamento	3,5
COP de Aquecimento	3,5

3.1.2.5 Ventilação natural

A simulação da ventilação natural no *EnergyPlus* foi modelada por meio do objeto *AiflowNetwork*, o qual permite calcular o fluxo de ar entre as zonas térmicas e o ambiente externo. Para isso são determinados *links* (entradas) do fluxo de ar, as características do entorno da edificação, as condições de abertura das janelas e portas e as condições de ventilação (LABEEE, 2013).

Os parâmetros adotados na modelagem do sistema de ventilação natural estão apresentados na Tabela 2. Os coeficientes de pressão adotados foram calculados pelo próprio *EnergyPlus* por meio da opção *SurfaceAverageCalculation*, a qual permite ao programa calcular coeficientes de pressão de vento nas superfícies das fachadas e cobertura. O coeficiente de pressão de descarga indica a efetividade da fração de ar que passa por uma janela ou porta quando essas estão abertas ou fechadas e o seu valor adotado foi de 0,6. O coeficiente de fluxo de ar pelas frestas quando a janela está fechada admitido foi de 0,001 kg/s (n=0,65) e a rugosidade do entorno considerada foi de 0,33, a qual caracteriza que o edifício está localizado em um terreno na cidade.

Tabela 2 - Parâmetros adotados na modelagem do sistema de ventilação natural

Parâmetros	Valores
Coeficiente de pressão	<i>Surface Average Calculation</i>
Coeficiente de descarga	0,60
Coeficiente de frestas quando a janela está fechada	0,001 kg/s; n=0,65
Rugosidade do entorno	0,33

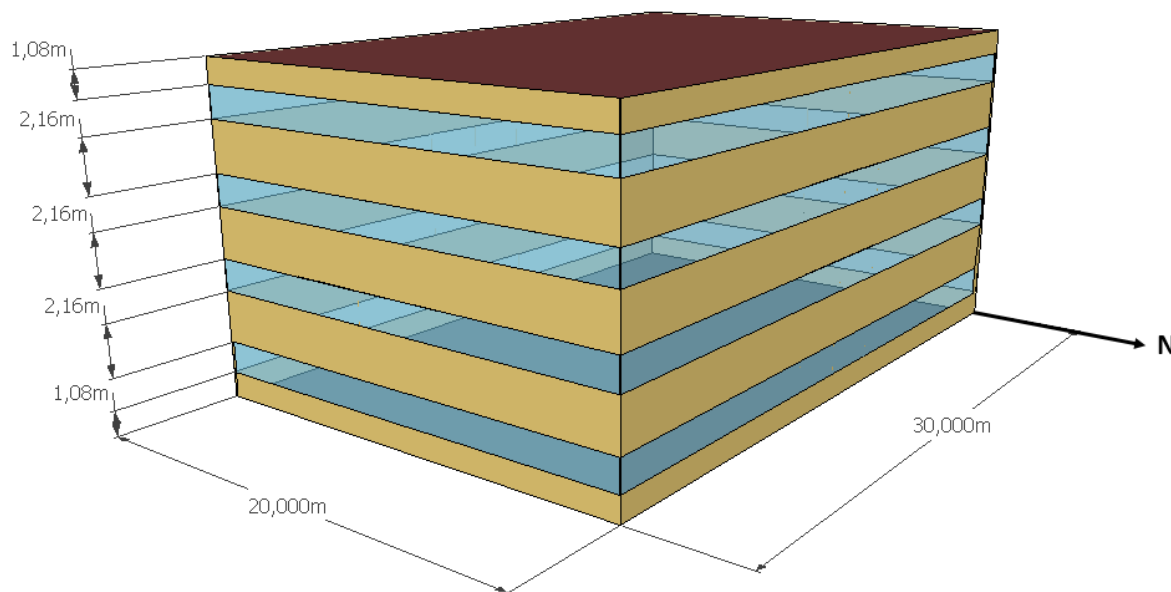
3.1.3 Simulação da geração de energia fotovoltaica

A simulação da geração fotovoltaica foi realizada pelo programa *PVSyst* (PVSYST SA, 2016). Primeiramente, foi analisada a área de superfície disponível na edificação para a instalação de sistemas FV e, em seguida, foi avaliada a irradiação solar incidente nessas superfícies. Uma vez definidos os potenciais de aproveitamento da irradiação solar nas superfícies disponíveis, foi possível definir para quais dessas superfícies seria mais adequada a instalação de sistemas FV sendo possível, então, desenvolver o dimensionamento dos mesmos.

3.1.3.1 Área de superfície disponível

As áreas de superfície disponíveis estudadas para a instalação do sistema FV foram as áreas da cobertura e das porções opacas da fachada do edifício. A cobertura apresenta 600m² de área disponível, enquanto que as fachadas opacas voltadas para o norte/sul apresentam, cada uma, 260m² disponível e as fachadas leste/oeste, por sua vez, possuem 174m². As dimensões de altura e largura de cada faixa de área de fachada opaca disponível para a instalação do sistema FV estão apresentadas na Figura 16.

Figura 16 - Dimensões das faixas de área de fachada opaca disponíveis



Antes de dimensionar o sistema FV para a cobertura e para as fachadas opacas do edifício, uma análise prévia do potencial de geração de energia fotovoltaica da edificação foi realizada por meio da irradiação solar incidente na cobertura e nas fachadas da edificação.

3.1.3.2 Análise da irradiação solar no plano inclinado

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, como regra geral, em Florianópolis a inclinação e orientação ideais dos módulos para que um sistema FV tenha o seu melhor desempenho de produção ao longo do ano é de 27° voltado para o norte. Considerando o modelo do edifício sob análise, a instalação de um sistema FV com inclinação de 27° instalado na sua cobertura seria tecnicamente inviável devido à altura exagerada que essa inclinação proporcionaria ao sistema. Portanto, foi analisada a possibilidade de instalação de um sistema FV na cobertura com a inclinação de 10° voltado para o norte. Para tal, estimou-se o potencial de aproveitamento da irradiação solar nesse plano de inclinação para a geração de energia. Adicionalmente, avaliou-se também o potencial de aproveitamento da irradiação solar para a inclinação de 90° nas orientações norte, sul, leste e oeste com o intuito de verificar a viabilidade técnica de sistemas FV instalados nas fachadas do edifício analisado.

Primeiramente buscou-se conhecer os dados de GHI para Florianópolis, os quais foram obtidos através do banco de dados do projeto SWERA (Tabela 3). Com o auxílio do programa RADIASOL (GESTE, 2001), versão 2.1, foi possível calcular a irradiação solar no plano

inclinado para as inclinações e orientações sob análise. A Figura 17 e a Tabela 4 apresentam as médias mensais e a média anual em kWh/m².dia obtidas nesse cálculo.

Tabela 3 - Valores de GHI mensais e anual para Florianópolis

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
GHI [kWh/m².dia]	6,480	5,030	4,375	4,485	3,188	2,393	2,686	3,385	3,95	4,638	5,179	5,993	4,599

Fonte: SWERA (2006)

Figura 17 - Valores mensais e anual de radiação solar inclinada para Florianópolis em kWh/m².dia

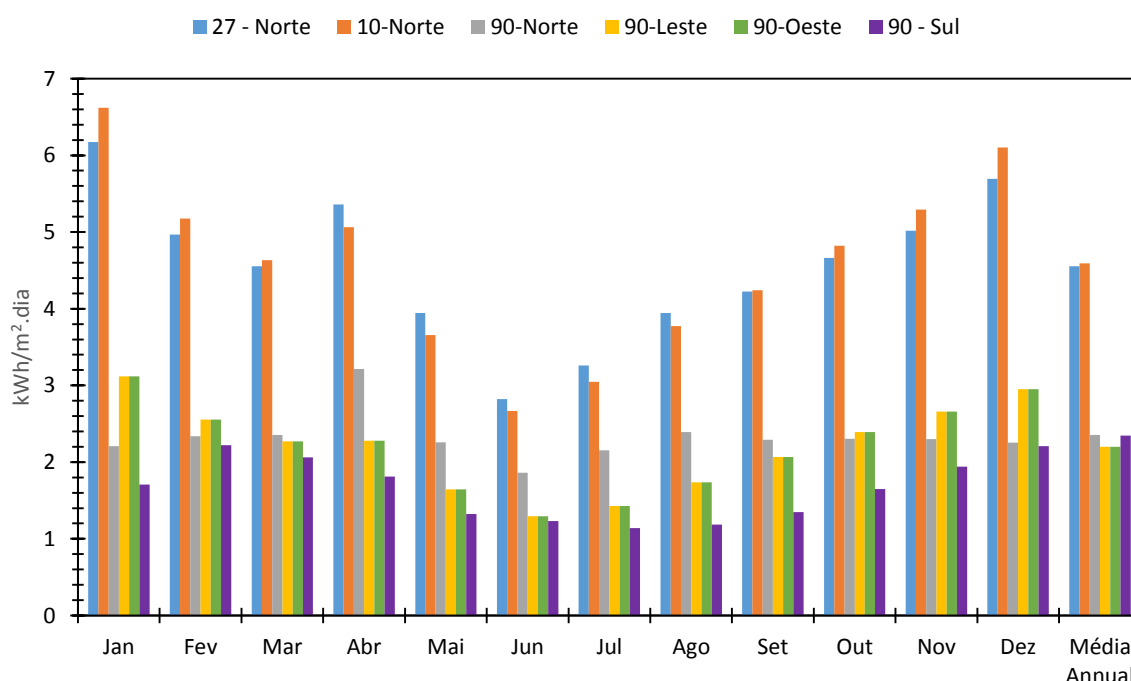


Tabela 4 - Valores mensais e anual de radiação solar inclinada para Florianópolis em kWh/m².dia.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
27-Norte	6,174	4,966	4,552	5,358	3,946	2,822	3,26	3,946	4,224	4,664	5,016	5,692	4,552
10-Norte	6,622	5,176	4,632	5,064	3,658	2,668	3,048	3,774	4,24	4,822	5,292	6,104	4,592
90-Norte	2,206	2,336	2,352	3,212	2,259	1,862	2,152	2,392	2,290	2,306	2,298	2,252	2,354
90-Leste	3,118	2,556	2,269	2,278	1,644	1,294	1,426	1,735	2,064	2,391	2,658	2,952	2,199
90-Oeste	3,118	2,556	2,269	2,278	1,644	1,294	1,426	1,735	2,064	2,391	2,658	2,952	2,199
90 - Sul	2,220	2,060	1,810	1,324	1,230	1,14	1,184	1,348	1,650	1,940	2,208	2,344	1,705

Uma vez que, para Florianópolis, a regra geral de melhor aproveitamento da irradiação solar inclinada é quando a superfície está voltada para o norte com uma inclinação de 27°, essa

foi a consideração base usada para avaliar o aproveitamento da radiação incidente nas inclinações e azimutes de 10° norte, 90° norte, 90° leste, 90° oeste e 90° sul. A Tabela 5 apresenta, em percentagem, qual é o aproveitamento de cada uma dessas inclinações e azimutes quando comparados com 27° norte.

Tabela 5 - Percentagem de aproveitamento de radiação solar em relação à inclinação ideal (27°N)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
27-Norte	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10-Norte	107%	104%	102%	95%	93%	95%	93%	96%	100%	103%	106%	107%	101%
90-Norte	36%	47%	52%	60%	57%	66%	66%	61%	54%	49%	46%	40%	52%
90-Leste	51%	51%	50%	43%	42%	46%	44%	44%	49%	51%	53%	52%	48%
90-Oeste	51%	51%	50%	43%	42%	46%	44%	44%	49%	51%	53%	52%	48%
90 - Sul	34%	41%	41%	30%	39%	48%	44%	40%	42%	42%	43%	39%	37%

Fonte: Elaboração própria através dos valores calculados pelo do programa RADIASOL.

Foi notado que, a inclinação e azimute de 10° norte apresentou uma média anual de aproveitamento da irradiação solar inclinada maior que a média anual da situação ideal (27° norte). Isso se deve ao fato de que, como nos meses de verão a trajetória do sol se dá por uma posição mais alta, uma superfície que está inclinada a 10° e voltada para o norte tem maior incidência dos raios solares ao longo dos dias de verão do que uma superfície que está inclinada a 27°. Porém, nos meses de inverno, quando a trajetória do sol é mais baixa, a superfície inclinada a 10° tem pequena desvantagem em relação à superfície de 27°. Assim, neste estudo de caso, a vantagem da inclinação de 10° norte nos meses de verão sobressai a desvantagem dos demais meses fazendo com que a média anual deste caso seja superior à média anual da situação ideal.

Quanto às condições de aproveitamento da irradiação solar para os sistemas posicionados nas fachadas, observou-se que a pior situação está para a fachada voltada para o sul com apenas 37% de aproveitamento da irradiação solar para geração de energia fotovoltaica ao longo de um ano. Enquanto que as fachadas norte, leste e oeste apresentaram taxas de aproveitamento da irradiação solar muito semelhantes entre si, sendo 52% de aproveitamento para a fachada norte e 48% para ambas as fachadas leste e oeste ao longo de um ano.

Portanto, para o dimensionamento do sistema FV para o edifício analisado foi desconsiderada a fachada sul, uma vez que essa torna-se economicamente questionável o aproveitamento de apenas aproximadamente 37% de energia solar fotovoltaica que um sistema FV teria de potencial para produzir em Florianópolis, nas suas melhores condições, ao longo de um ano.

3.1.3.3 Módulos FV adotados

Os módulos de filmes finos apresentam uma estética mais atraente do que os módulos de silício cristalino e por consequência encontram maiores possibilidades para aplicações arquitetônicas integradas a edificações, principalmente, em fachadas. Atualmente, fachadas cortina de vidro são muito comuns em edifícios comerciais corporativos, tanto no Brasil como em outros países, e para esses casos os módulos de filme fino se apresentam como uma boa opção de substituição de vidros tradicionais por módulos fotovoltaicos. Além da questão estética, a eficiência da tecnologia dos módulos de filme fino tem aumentado muito nos últimos anos e hoje já é a mesma dos módulos de silício cristalino.

Neste contexto, a tecnologia de filmes finos foi adotada para compor o sistema fotovoltaico deste estudo. Foi adotado o módulo de filme fino de telureto de cádmio (CdTe) produzido pela empresa estadunidense First Solar, modelo FS-4117-2 da série 4, com 117,5Wp de potência nominal (Figura 18). As características técnicas desse módulo estão apresentadas na Tabela 6. Maiores informações sobre as especificações técnicas do modelo adotado estão apresentadas no *datasheet* fornecido pelo fabricante que está disponível no Anexo A.

Figura 18 - Módulo First Solar Series 4 de 117,5Wp



Fonte: First Solar (2016).

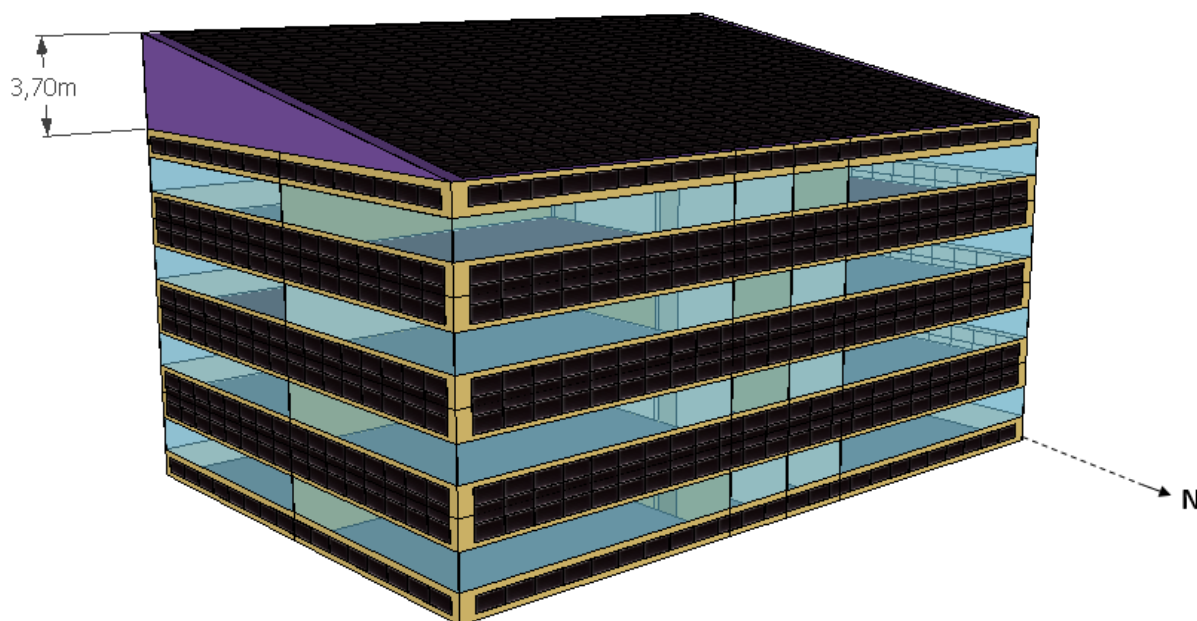
Tabela 6 - Características técnicas do módulo First Solar Series 4 de 117,5Wp

Parâmetros Físicos	Valores
Tecnologia	Filme fino de telureto de cádmio (CdTe)
Dimensão do Módulo	1200 x 600 mm
Espessura	6,8mm
Peso	12kg
Vidro frontal	3,2mm reforçado no calor
Vidro traseiro	3,2mm temperado
Moldura	Sem moldura
Parâmetro Elétricos (STC)	Valores
Pmpp	117,5W
Ump	71,2V
Imp	1,65A
Voc	88,2V
Isc	1,79A
Fio	2,5mm ² ; 610mm

3.1.3.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Com o auxílio programa *Skelion* (SKELION, 2015), um *plugin* que auxilia na modelagem do *design* de sistemas solares fotovoltaicos no *SketchUp*, foi contabilizada a quantidade de módulos FV que é possível instalar em cada faixa de área de fachada opaca e no total da cobertura. Para o dimensionamento do sistema FV e para a simulação no *PVsyst* foi considerado que a cobertura e mais as três fachadas sob análise (norte, leste e oeste) constituem, cada uma, um sistema FV separado, totalizando em quatro sistemas dimensionados na simulação. A Figura 19 apresenta o *layout* dos módulos FV nas fachadas opacas e na cobertura do edifício.

Figura 19 - *Layout* dos módulos FV no edifício e os sistemas de dimensionamento



Uma vez contabilizado o número de módulos FV e sabendo que a potência nominal de cada módulo é de 117,5 Wp, foi possível calcular a potência nominal instalada para cada sistema avaliado e para o sistema como um todo. Os valores calculados estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Quantidade de módulos e potência nominal instalada por sistema FV dimensionado

Sistema	Nº de módulos FV	Potência Nominal [kWp]
Cobertura	768	90,2
Fachada Norte	264	31,0
Fachada Leste	176	20,7
Fachada Oeste	176	20,7
TOTAL	1384	162,6

Uma vez que os sistemas apresentam diferentes potências nominais instaladas, os inversores escolhidos para compor cada sistema também foram diferentes. Optou-se por usar todos os inversores do mesmo fabricante (ABB). Foi necessário adotar três modelos diferentes de inversor, um de 8,6kW, outro de 20kW e outro de 27,6kW, os quais estão apresentados na Figura 20.

Figura 20 - Modelos de inversor da ABB de 8,6kW (a), 20 kW (b) e 27,6 (b)



Na Tabela 8 são apresentadas as principais características técnicas desses modelos de inversores. As especificações técnicas mais detalhadas estão apresentadas no Anexo B.

Tabela 8 - Características técnicas dos inversores adotados

	MODELOS		
	ABB UNO-8.6-TL-OUTD	ABB TRIO-20.0-TL-OUTD	ABB TRIO-27.6-TL-OUTD
Dimensões	48,0 x 58,3 x 22,3 cm	106,1 x 70,2 x 19,2 cm	106,1 x 70,2 x 19,2 cm
Peso	37 kg	71 kg	71 kg
Potência	8,6 kW	20,0 kW	27,6 kW
Tensão de Operação	120-530 V	200-950V	200-950V
Eficiência Máxima	97,8 %	98,2 %	98,2%

3.1.3.5 Detalhamento do sistema fotovoltaico

Os dados de entrada para a simulação no PVSyst da geração de energia de cada sistema FV sob análise estão apresentados da Tabela 9. Nota-se que, em todos os sistemas os inversores estão sobrecarregados. O sistema da cobertura tem uma potência instalada de 90,2kWp e está dimensionado com quatro inversores de 20kW cada, totalizando 80kW, o que representa um sobrecarregamento de 12,7%. O sistema da fachada norte tem potência nominal instalada de 31kWp e está dimensionado com um inversor de 27,6kW, o que representa um sobrecarregamento de 12,3%. E os sistemas das fachadas leste e oeste, ambos apresentam potência nominal instalada de 20,7kW e estão dimensionados com 2 inversores de 8,6kW cada, totalizando 17,2kW para cada um, representando um sobrecarregamento de 20,3%. Esses fatores de sobrecarregamento estão de acordo com estudos realizados por Burger e Rüther (2006) para Florianópolis.

Tabela 9 - Detalhamento dos sistemas FV dimensionados

	SISTEMAS			
	Cobertura	Fachada Norte	Fachada Oeste	Fachada Leste
Modelo Módulo	First Solar 117,5Wp	First Solar 117,5Wp	First Solar 117,5Wp	First Solar 117,5Wp
Nº de Módulos	768	264	176	176
Potência Nominal Instalada	90,2	31	20,7	20,7
Modelo Inversor	ABB (20kW)	ABB (27,6kW)	ABB (8,6kW)	ABB (8,6kW)
Nº de Inversores	4	1	2	2
Módulos em Série	8	8	4	4
Nº de Strings	96	33	44	44

Essa decisão foi tomada porque, no caso das fachadas, há perdas de aproximadamente 50% no potencial de geração de energia desses sistemas devido à inclinação dos mesmos, como está apresentado no item ‘3.1.3.2 Análise da irradiação solar no plano inclinado’. Sendo assim, considerou-se que esses sistemas dificilmente atingirão o nível de geração da sua potência nominal instalada resultando em perdas desprezíveis na geração de energia ao longo de um ano, tornando possível o sobrecarregamento adotado para os seus inversores. Já no caso da

cobertura, esse sistema tem um alto nível de aproveitamento da irradiação solar, porém o sobrecarregamento dos seus inversores também foi adotado considerando que as perdas na geração de energia devido a esse sobrecarregamento também são muito pequenas ao longo de um ano.

3.2 ANÁLISE ECONÔMICA

Esta análise tem por objetivo avaliar a viabilidade econômica da substituição de materiais de revestimento de fachadas por elementos fotovoltaicos para quando esses últimos tornem positivo o balanço energético da edificação. Sendo assim, foram consideradas três tipologias de análise com diferentes materiais de revestimento nas fachadas opacas: painéis de alumínio composto (ACM), vidro laminado e módulos fotovoltaicos. Para cada tipologia foram considerados três cenários de aumento anual da tarifa de energia elétrica: 1% a.a., 2% a.a., 3% a.a. O fluxo de caixa considerado foi na base anual. Quanto aos métodos de análise de viabilidade de investimento, os indicadores adotados foram o VPL, a TIR e o tempo de retorno (*payback* descontado) conforme apresentados em ‘2.5 Métodos de Avaliação de Investimentos’ da revisão bibliográfica deste trabalho.

3.2.1 Considerações de análise

A fim de desenvolver a análise de viabilidade econômica, foi necessário fazer algumas considerações sobre as características do consumidor, as características do sistema FV proposto e os impostos incidentes. Tais características estão definidas e justificadas nas subseções a seguir.

3.2.1.1 Características do consumidor

A fim de compreender qual é a tarifa aplicada em edifícios comerciais corporativos, foram visitados alguns edifícios com essa característica localizados em Florianópolis. Nessas visitas foi possível ter acesso às faturas de energia dessas unidades consumidoras sendo, então, possível concluir que edifícios comerciais corporativos são classificados como consumidores do Grupo B, da Classe 03 – Comercial, Serviços, Outras Atividades e de Modalidade Convencional. Isso quer dizer que edifícios comerciais corporativos fazem parte do grupamento composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV (Grupo B) em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços (Classe 03 – Comercial,

serviços e outras atividades) nas quais a aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica independe das horas de utilização do dia e dos períodos do ano (Modalidade Convencional), conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2010).

Quanto ao tipo de consumidor, esse foi definido como sendo do tipo trifásico, o que determina um custo de disponibilidade mensal de 100kWh. De acordo com Montenegro (2013), além desse ser o tipo de consumidor mais provável a instalar um sistema solar fotovoltaico, essa consideração também permite uma análise mais conservativa, já que tal escolha implica em um maior custo de disponibilidade a ser pago mensalmente.

Em relação ao valor da tarifa, a tarifa comercial considerada foi de 0,4313 R\$/kWh sem a incidência de impostos (PIS, COFINS e ICMS) e de 0,6349 R\$/kWh considerando a incidência de impostos. Esse valor é referente à tarifa comercial cobrada pela CELESC em agosto/2016.

3.2.1.2 Características do sistema FV

Quanto ao período de análise de investimento, considerou-se um período de 25 anos uma vez que esse é o tempo de garantia dos módulos FV apresentado pelo fabricante no *datasheet* do produto, o qual pode ser encontrado no Anexo A.

Para as despesas anuais com operação e manutenção (O&M) do sistema FV foi considerado 1% a.a. do valor total do sistema fotovoltaico. Esse valor é o mesmo adotado em outros trabalhos de pesquisa em viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos BIPV no Brasil (ANTONIOLLI *et al.*, 2016; MONTENEGRO, 2013; SANTOS, 2015).

Um sistema FV apresenta uma redução anual na sua produtividade a qual é influenciada pela qualidade de seus componentes (módulos e inversores). Segundo Montenegro (2013), trabalhos publicados que analisam o desempenho de sistemas FV instalados no Brasil indicam uma redução de produtividade de 0,5% a.a. Com base nessas informações, para esta análise, foi considerado uma redução de produtividade anual de 0,5%.

Quanto aos inversores de sistemas FV conectados à rede, esses usualmente têm garantia de 10-15 anos. Portanto, foi considerado a troca de inversores a cada 10 anos ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema FV, ou seja, considerou-se que há troca dos inversores no ano 10 e no ano 20. De acordo com Antonioli *et al.* (2016), a despesa com a troca de inversores representa 17% do investimento inicial do sistema. A tendência é que aconteça o barateamento da tecnologia nos anos futuros; porém essa possível diminuição de custo dos inversores não foi

considerada. Também não foram considerados os custos de reajuste dos preços pela inflação e o custo da mão de obra para reposição dos inversores.

3.2.1.3 Incidência de impostos

Até a conclusão deste trabalho, o estado de Santa Catarina ainda não havia aderido ao Convênio ICMS 16/2015 sendo um dos sete estados brasileiros que ainda não o fizeram até a presente data. Porém, foi considerado nesta análise que não há a cobrança do ICMS sobre a energia FV injetada na rede uma vez que a tendência é que esses estados que ainda não aderiram à isenção do ICMS o façam em um futuro próximo. Sendo assim, considerou-se a alíquota de ICMS de 25% apenas sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada na rede, conforme proposto pelo Convênio ICMS 16/2015. Esse valor representa a alíquota de ICMS cobrada pela CELESC para o grupo tarifário B3 em agosto/2016, conforme a Resolução Homologatória nº 2.120 e foi considerado constante ao longo do período de análise de investimento do sistema. Esse mesmo método de análise referente à cobrança do ICMS sobre a energia gerada por um micro ou minigerador distribuído foi usado por Antonioli *et al.* (2016).

Quanto à contribuição relativa ao PIS/COFINS, essa ficou definida como 5% sobre a diferença positiva entre a energia consumida da rede e a energia injetada na rede conforme a Lei nº 13.169/2015. Esse valor representa a alíquota cobrada pela CELESC em agosto/2016 e foi considerada como constante ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema.

3.2.2 Tipologias e cenários de análise

A fim de avaliar a viabilidade econômica da substituição de revestimentos tradicionalmente aplicados em fachadas de edifícios comerciais corporativos por módulos fotovoltaicos, primeiramente levantou-se em pesquisa de campo e na literatura quais são esses materiais de revestimento mais utilizados. Os materiais mais observados foram os painéis de alumínio composto (ACM) e os vidros laminados.

Em sequência, foi estudado em maiores detalhes como funcionam as estruturas metálicas aplicadas nas fachadas que suportam esses materiais de revestimento. Essa pesquisa acerca das estruturas foi feita através de informações buscadas na literatura e também entrando em contato com empresas nacionais que trabalham na fabricação e aplicação de tais estruturas. Concluiu-se que para os vidros, ACM e para os módulos fotovoltaicos as estruturas metálicas são semelhantes entre si, podendo ser consideradas equivalentes umas às outras.

Foram definidas, então, três tipologias arquitetônicas de análise. Todas estas tipologias são baseadas no modelo de edifício apresentado em ‘3.1.1 Tipologia’. Considerou-se também que todas as tipologias apresentam o sistema geração FV instalado na cobertura assim como apresentado em ‘3.1.3.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico’. Portanto, o que difere uma tipologia da outra é o material de revestimento das fachadas opacas. As tipologias de análise ficaram definidas da seguinte forma:

Tipologia 1: Edifício modelo com sistema FV instalado na cobertura e com as fachadas opacas revestidas por ACM;

Tipologia 2: Edifício modelo com sistema FV instalado na cobertura com as fachadas opacas revestidas com vidro laminado;

Tipologia 3: Edifício modelo com sistema FV instalado tanto na cobertura como nas fachadas opacas voltadas para o norte, leste e oeste.

Para cada tipologia foram considerados três diferentes cenários referentes ao reajuste anual da tarifa comercial B3. O reajuste tarifário anual é um mecanismo de atualização do valor da energia paga pelo consumidor, aplicado anualmente de acordo com a fórmula prevista no contrato de concessão. No cálculo do reajuste tarifário são consideradas as variações dos custos da Parcela A e da Parcela B corrigido pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA) deduzido o Fator X, assim como demonstra a Equação 3 (STG, 2016). O reajuste anual tarifário tem como objetivo restabelecer o poder de compra da concessionária.

$$\text{Receita Reajustada} = \text{Parcela A} + [\text{Parcela B} \times (\text{IGPM} - \text{Fator X})] \quad \text{Eq. 3}$$

Os custos da Parcela A estão relacionados à compra de energia elétrica para atendimento do seu mercado, o valor da transmissão dessa energia até a área da distribuidora e os encargos setoriais. Os itens de Parcela B são, basicamente, os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos por elas realizados, além da quota de depreciação de seus ativos e a remuneração regulatória, valores os quais são fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. Já o Fator X tem como objetivo estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição e capturá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste (STG,2016).

Os reajustes tarifários definidos para cada cenário foram de 1% de aumento da tarifa ao ano, 3% a.a. e 5% a.a.. Esse intervalo permite fazer uma análise mais sensível da influência do

aumento tarifário na viabilidade econômica do sistema. Sendo assim, os cenários de análise ficaram definidos da seguinte forma:

Cenário 1: Aumento tarifário de 1% a.a.;

Cenário 2: Aumento tarifário de 3% a.a.;

Cenário 3: Aumento tarifário de 5% a.a.

Para todos os cenários e tipologias analisadas, a TMA adotada foi o rendimento da caderneta de poupança no período entre 01/09/2015 a 31/08/2016, no valor de 7,6% (BCB, 2016).

3.2.3 Fluxo de caixa

A fim de determinar o custo do sistema fotovoltaico proposto, foram considerados os fluxos de entrada e saída de caixa, correspondentes às receitas e despesas de investimento e operação durante a vida útil do sistema. Gráficamente, o fluxo de caixa considerado está representado no Quadro 1.

Quadro 1 - Representação gráfica do fluxo de caixa genérico usado na análise econômica.

Ano	0	1	2	...	10	...	20	...	25
Fluxo de Caixa	- Custo Inicial	+ Receita - Despesas - -O&M	+ Receita - Despesas - O&M	...	+ Receita - Despesas - O&M - Inversor	...	+ Receita - Despesas - O&M - Inversor	...	+ Receita - Despesas - O&M

O Custo Inicial representa o valor monetário necessário para a aquisição e instalação de determinada tipologia de análise; a Receita corresponde ao que se economizaria por ano na fatura de energia; as Despesas os gastos anuais com energia, O&M representam os custos anuais com operação e manutenção do sistema e Inversor representa a despesa com a troca dos inversores ao final do ano 10 e ao final do ano 20.

As considerações quanto à Receita e às Despesas variam de acordo com o balanço energético do edifício de determinada tipologia de análise. Para quando o balanço energético do edifício é negativo, ou seja, quando o edifício não é capaz de produzir toda a energia que consome, a Receita é representada pela energia gerada pelo sistema FV instalado na cobertura (considerando a perda de produtividade de 0,5% a.a.) multiplicada pela tarifa local com impostos (considerando o aumento tarifário anual respectivo ao cenário analisado). Enquanto

que as Despesas representam a energia consumida da rede (demanda energética da edificação subtraída da geração FV instalada na cobertura considerando a perda de produtividade anual de 0,5%) multiplicada pela tarifa com impostos (também considerando o aumento tarifário anual respectivo ao cenário analisado). Para quando o balanço energético do edifício é positivo, ou seja, quando o edifício produz mais energia do que consome, a Receita representa a geração energética da edificação multiplicada pela tarifa com impostos. Já as Despesas representam o custo de disponibilidade (1200kWh/ano) multiplicada pela tarifa com impostos. Os fluxos de caixa desenvolvidos para cada tipologia de análise estão apresentados no Apêndice A.

É importante frisar que o fluxo de caixa aqui desenvolvido não apresenta considerações sobre possíveis efeitos resultantes de financiamentos ou quaisquer outras medidas de incentivo, de natureza fiscal ou tributária, que eventualmente possam ser estabelecidas durante o período de vida útil do sistema.

3.2.4 Custo inicial

O custo inicial do investimento de cada tipologia de análise está diretamente ligado com o tipo de material de revestimento da fachada opaca. O custo desses materiais foi levantado através de orçamentos feitos com fornecedores locais no período de junho a outubro de 2016. O ACM foi o material pesquisado que apresentou o menor custo por m^2 , sendo que esse valor girou em torno de 100,00 R\$/ m^2 . Em relação aos vidros, pesquisou-se tipos de vidro que mais se assemelham esteticamente com os módulos FV da First Solar. O custo desses tipos de vidros variou de 334,00 R\$/ m^2 a 421,00 R\$/ m^2 , optando-se, então, por usar o valor médio desses custos encontrados que ficou definido em 377 R\$/ m^2 .

Quanto aos módulos FV usados na Tipologia 3, foi feito um orçamento com um fornecedor local em setembro de 2016 e o custo unitário de cada módulo First Solar de 117,5Wp foi orçado em USD 75,50, ou seja, 0,64 USD/Wp. Considerando que em setembro de 2016 o câmbio do dólar fechou em R\$ 3,24, o custo unitário em reais ficou em torno de R\$ 245,00 (2,08 R\$/Wp). Sabendo que o módulo FV sob análise apresenta a dimensão de 0,60m x 1,20m; seu custo por m^2 foi de 340 R\$/ m^2 .

Com o intuito de tornar possível a comparação entre um material e o outro, os custos desses foram avaliados em R\$/unidade posto que o sistema fotovoltaico das fachadas está dimensionado em unidades de módulos FV que cabem nas superfícies de área disponíveis de fachadas opacas. Sendo assim, usou-se a área por unidade de módulo FV como base e os valores

unitários do ACM e do vidro ficaram em torno de 72,00 R\$/unidade e 271,00 R\$/unidade, respectivamente.

Quanto ao custo do sistema fotovoltaico como um todo, foi considerado o valor obtido pela pesquisa realizada pelo IDEAL - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Renováveis na América Latina (2016) a qual levantou os preços dos sistemas FV, em valor por faixa de potência nominal, no ano de 2015. Esses preços foram levantados, separadamente, com empresas instaladoras e com fabricantes/revendedoras de módulos/inversores. Para sistemas FV com potência instalada entre 31 a 100 kWp, a média levantada com as empresas instaladoras foi de 6.860 R\$/kWp e para as empresas fabricantes/revendedoras a média ficou em 6.640 R\$/kWp. Dentre os dois valores encontrados, optou-se por aplicar neste estudo o maior valor pelo fato desse permitir uma análise mais conservativa.

Sendo assim, 6.860 R\$/kWp foi o valor considerado na instalação do sistema FV proposto para a cobertura o qual é aplicado em todas as três tipologias de análise. Portanto, para a potência de 90,2 kWp instalada na cobertura, o custo global da instalação desse sistema ficou avaliado em R\$ 618.772,00.

Quanto à estrutura metálica necessária para suportar os três materiais de revestimento sob análise e à mão de obra para a instalação desses materiais nas fachadas, foi considerado que os essas são equivalentes entre si; portanto seus respectivos custos não entraram no levantamento da análise econômica.

Para a Tipologia 3, além do custo unitário dos módulos aplicados nas fachadas opacas, também foi necessário considerar o custo do projeto e da instalação elétrica desses módulos assim como o custo dos inversores para esse sistema FV das fachadas. De acordo com os dados obtidos na pesquisa realizada pelo IDEAL - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Renováveis na América Latina (2016), o custo dos inversores representa 23% do custo total de um sistema FV e os custos referentes ao projeto elétrico e à instalação elétrica representam 17% do custo total, somando um total de 40% da composição global. Para um sistema FV de potência instalada entre 31 e 100 kWp, 40% da sua composição global de custos gira em torno de 2.744,00 R\$/kWp. A Tabela 10 apresenta as considerações para o custo inicial total de cada tipologia.

Tabela 10 - Custo inicial total de cada tipologia de análise

Sistema FV - Cobertura		
Pot. Nominal	Custo Sistema FV	Custo FV
90,2 kWp	6.860,00 R\$/kWp	R\$ 618.777,00
Revestimento Fachada Opaca		
Material	Custo Material	40% do Custo Sistema FV
ACM	72,00 R\$/Un.	-
Vidro Laminado	271,00 R\$/Un.	-
Módulo FV	245,00 R\$/Un.	2.744,00 R\$/kWp

4 RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DA ANÁLISE DE CONSUMO E GERAÇÃO ENERGÉTICA

Esta seção apresenta e analisa os resultados obtidos nas simulações de consumo e geração de energia avaliando para quais possibilidades o edifício apresenta um balanço energético positivo. Os relatórios gerados pelo *PVSyst* na simulação de geração de energia FV estão apresentados no Apêndice B.

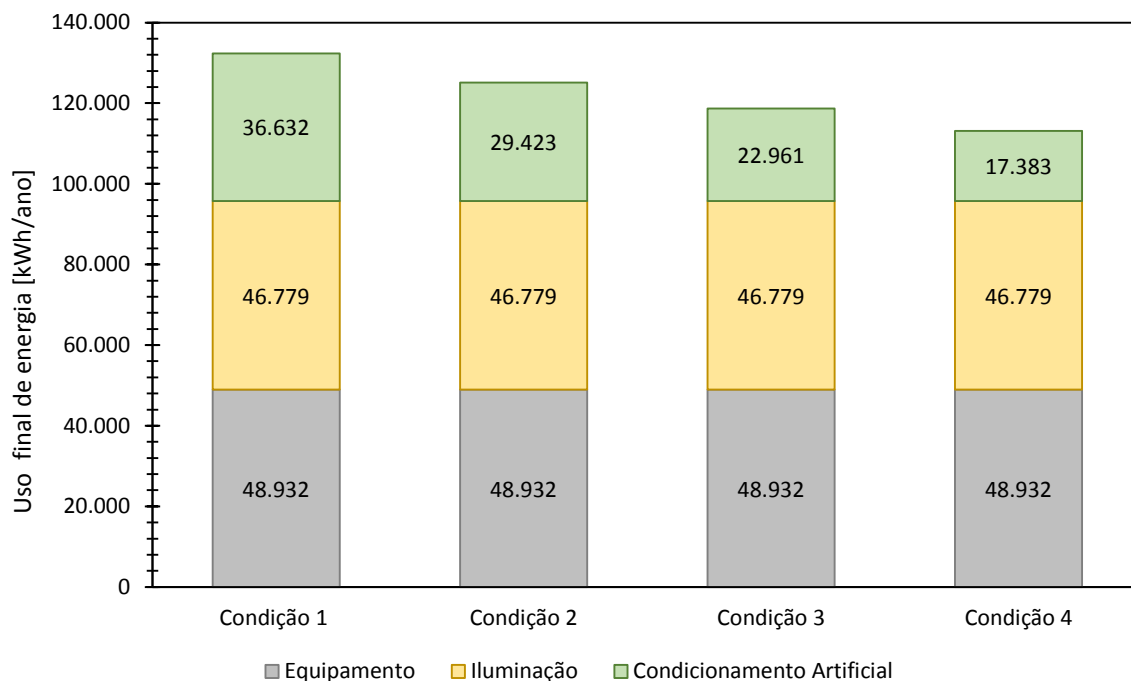
4.1.1 Consumo de energia

Os resultados de consumo de energia por uso final são apresentados na Tabela 11. Os usos finais (divididos em condicionamento artificial, iluminação e equipamentos) para as quatro condições de análise são apresentados na Figura 21. Nota-se que o consumo dos equipamentos e do sistema de iluminação são idênticos nas quatro condições de análise e representam a maior parte do consumo total da edificação, consumindo 48.932kWh/ano e 46.779 kWh/ano, respectivamente. A diferença nos usos finais de energia é devida as condições de operação híbrida, que impacta no consumo de energia do sistema de condicionamento artificial de ar. A Condição 1 de operação híbrida (21°C-24°C) apresentou a maior demanda energética (132.343 kWh/ano), sendo que o consumo do sistema de condicionamento artificial foi de 36.632 kWh/ano. Entretanto a Condição 4 que possui maior faixa de operação híbrida (18°C-27°C), apresentou a menor demanda energética (113.094 kWh/ano), sendo que o sistema de condicionamento artificial consumiu 17.382 kWh/ano. A Condição 2 apresentou um consumo anual de 125.134 kWh/ano e a Condição 3, 118.673 kWh.

Tabela 11 – Uso final de energia para as quatro condições de operação híbrida (kWh/ano)

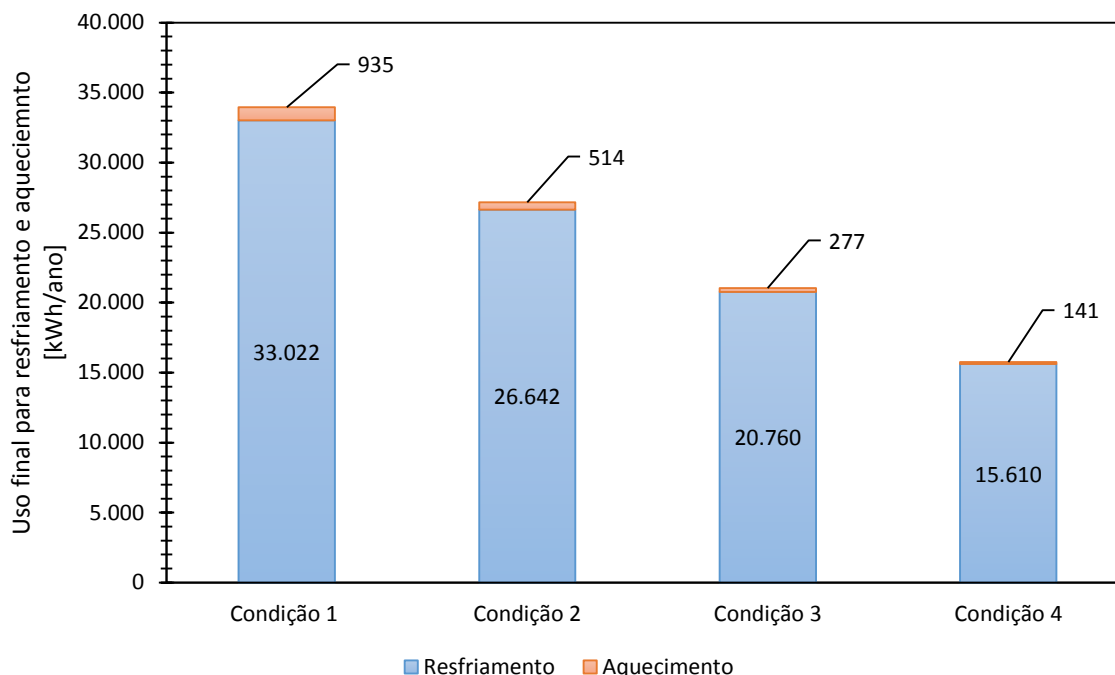
Uso Final	Condição 1 (21°C-24°C)	Condição 2 (20°C-25°C)	Condição 3 (19°C-26°C)	Condição 4 (18°C-27°C)
Equipamento	48.932	48.932	48.932	48.932
Iluminação	46.779	46.779	46.779	46.779
Resfriamento	33.022	26.642	20.760	15.610
Aquecimento	935	514	277	141
Ventilador	2.675	2.266	1.924	1.632
Total	132.343	125.134	118.673	113.094

Figura 21 – Uso final de energia para as quatro condições de operação híbrida



A Figura 22 apresenta apenas o consumo anual referente ao aquecimento e ao resfriamento dos ambientes de escritórios para cada condição de análise. Nota-se que, na no consumo com condicionamento artificial para todas as quatro condições, o maior consumo se dá para resfriar os ambientes. O edifício simulado na Condição 1 apresenta o maior consumo referente ao resfriamento e ao aquecimento dos ambientes, contabilizando um total de 33.022 kWh/ano para o resfriamento e 935 kWh/ano para o aquecimento. Por outro lado, edifício simulado na Condição 4 apresenta o menor consumo com o resfriamento e aquecimento, sendo consumido 15.610 kWh/ano para resfriar os ambientes (mais da metade do que é consumida na Condição 1) e apenas 141 kWh/ano para aquecer os ambientes (cerca de 15% do consumo da Condição 1). Para o edifício simulado na Condição 2, os consumos com resfriamento e aquecimento foram de 26.642 kWh/ano e 514 kWh/ano, respectivamente. Para a Condição 3 o consumo foi de 20.760 kWh/ano e 277 kWh/ano, para resfriamento e aquecimento, respectivamente.

Figura 22 - Uso final de energia para resfriamento e aquecimento para as quatro condições de operação híbrida



Com os dados obtidos na simulação, também foi possível avaliar o potencial de economia de energia para o condicionamento artificial quando a temperatura de acionamento do sistema para resfriamento ou aquecimento do ambiente é alterada. Para tal análise, considerou-se a Condição 1 como caso base uma vez que essa condição apresenta o maior consumo de energia no ano. A economia do condicionamento artificial para o resfriamento dos ambientes foi calculada em relação ao consumo com o condicionamento artificial dos ambientes do caso base para as temperaturas de 25°C, 26°C e 27°C (Figura 23). A economia com o resfriamento variou de 19% a 53%. E, para o aquecimento dos ambientes, foi o potencial de economia foi calculado em relação ao consumo com o condicionamento artificial dos ambientes do caso base para as temperaturas de 20°C, 19°C e 18°C (Figura 24). A economia com o aquecimento variou de 45% a 85%.

Em relação ao consumo de condicionamento artificial como um todo (Figura 25), notou-se que, nas condições climáticas de Florianópolis, os maiores benefícios de economia com o condicionamento artificial de ar estão para o resfriamento dos ambientes, representando um total de 17% a 48% de economia. Quanto à economia com o aquecimento dos ambientes, essa representa cerca de apenas 1% do sistema de condicionamento artificial como um todo.

Figura 23 - Economia referente à temperatura de acionamento do sistema de condicionamento artificial para resfriamento

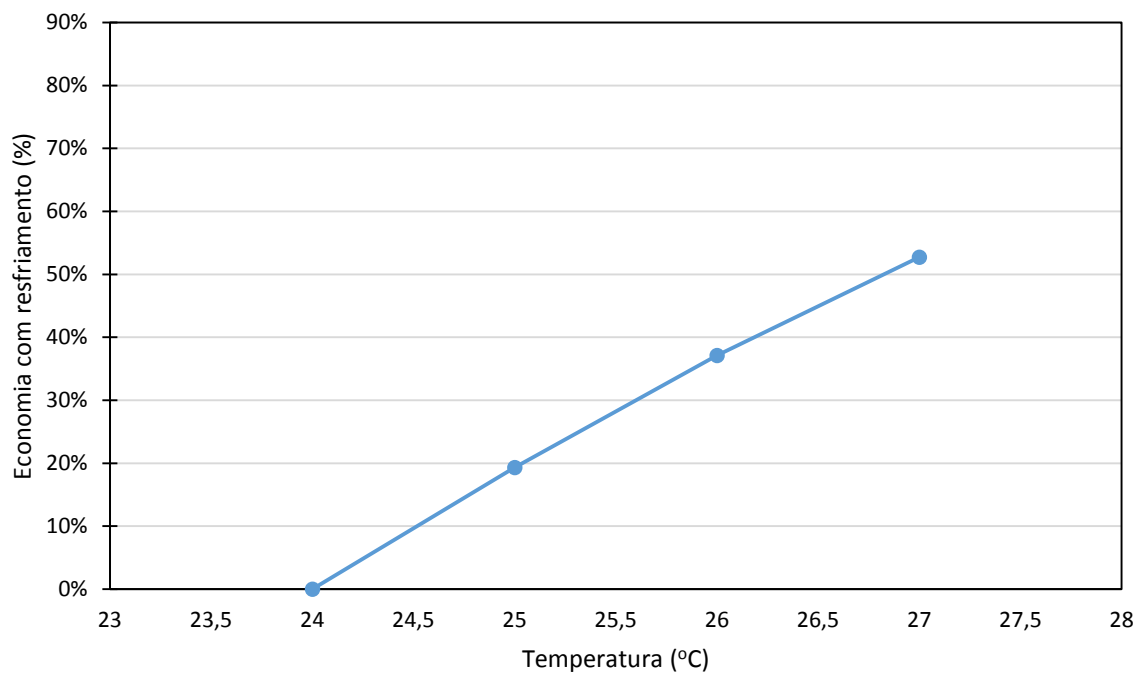


Figura 24 - Economia referente à temperatura de acionamento do sistema de condicionamento artificial para aquecimento

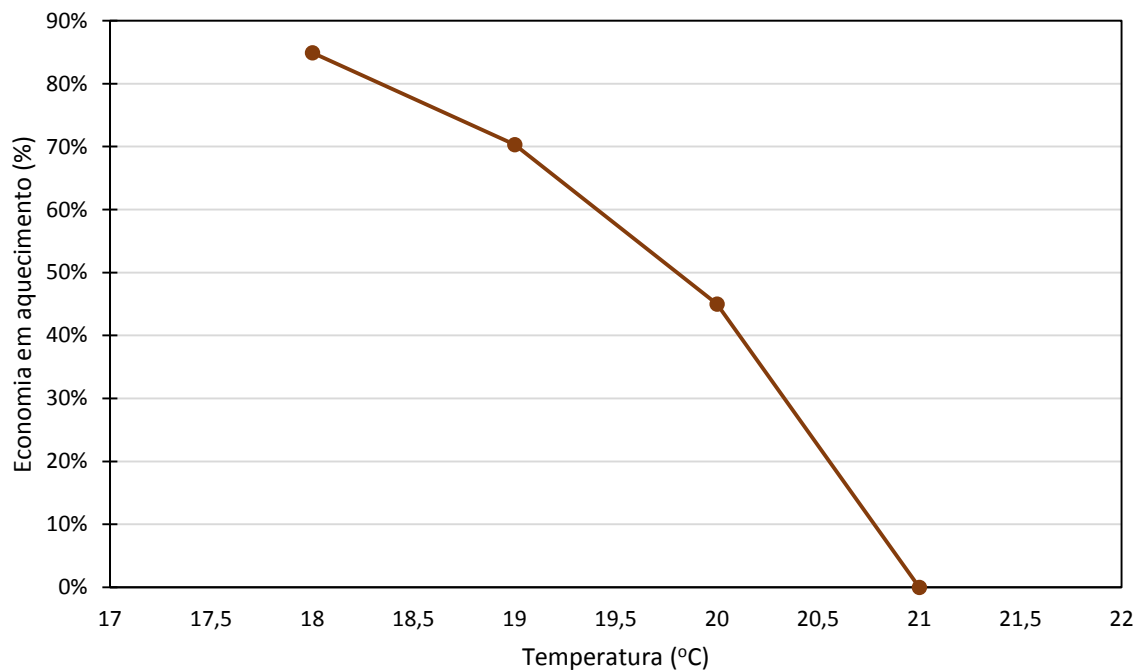
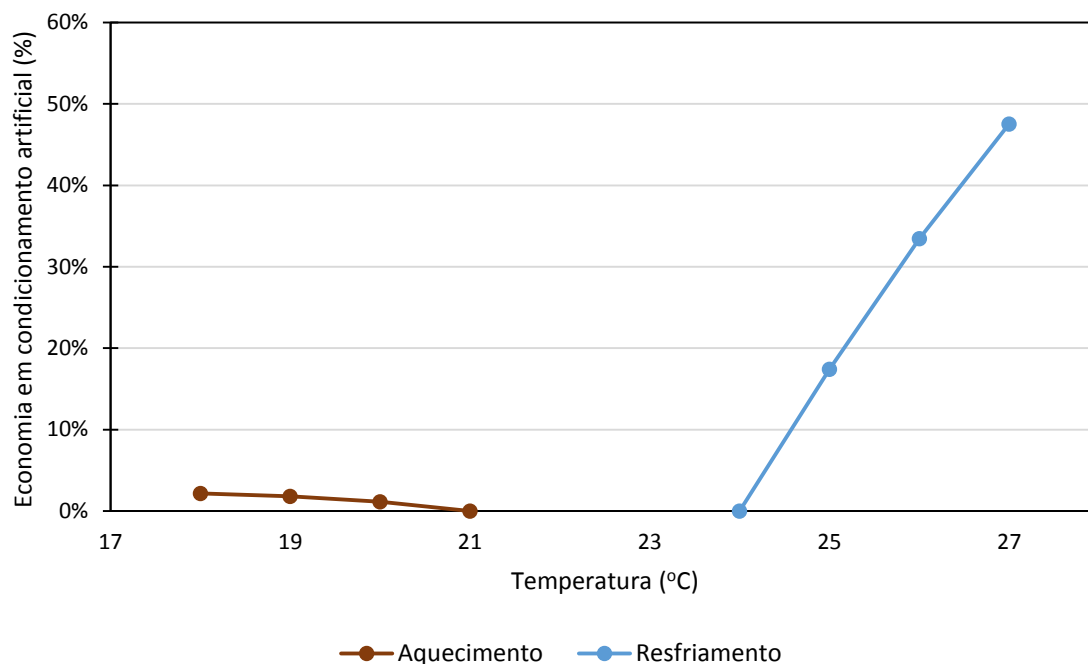


Figura 25 - Economia com sistema de condicionamento artificial como um todo



4.1.2 Geração de energia

A Figura 26 apresenta os resultados de geração mensal para os quatro sistemas FV dimensionados: sistema para a cobertura, para a fachada norte, leste e oeste. Nota-se que o sistema FV da cobertura apresenta a maior geração devido à combinação de fatores: maior potência nominal instalada e melhor aproveitamento da irradiação solar no plano do sistema. Observa-se que a geração mensal do sistema FV da fachada norte é diferente do padrão de geração dos demais sistemas (Figura 26). O sistema da fachada norte apresenta maior geração energética nos meses de março a setembro, enquanto que os demais sistemas apresentam maior geração nos meses de janeiro a março e de outubro a dezembro. Isso se deve ao fato de que, nos meses de inverno, a trajetória do sol é mais baixa o que faz com que a fachada norte apresente uma maior incidência da irradiação solar na sua superfície ao longo do dia do que os sistemas fachadas leste e oeste.

Em relação à geração anual, o sistema FV como um todo apresentou uma geração de 184.765 kWh/ano. O sistema FV da cobertura é capaz de gerar 128.454 kWh/ano representando 70% da geração total do sistema. A geração da fachada norte foi de 25.577 kWh/ano, o que representa 14% da geração total do sistema. As fachadas oeste e leste apresentaram gerações anuais muito semelhantes entre si, sendo essas 15.353 kWh/ano e 15.381 kWh/ano, respectivamente, sendo que cada uma representa 8% da geração total da edificação. Os valores

de geração anual de cada sistema FV e seus respectivos percentuais estão apresentados na Figura 27.

Figura 26 - Geração mensal de energia fotovoltaica

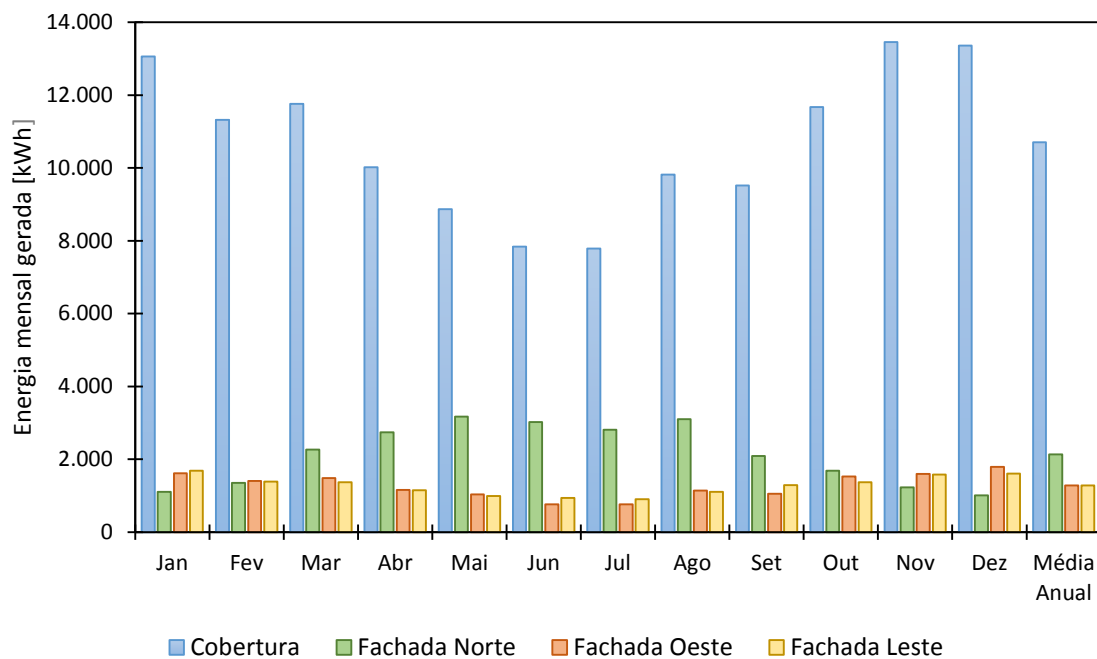
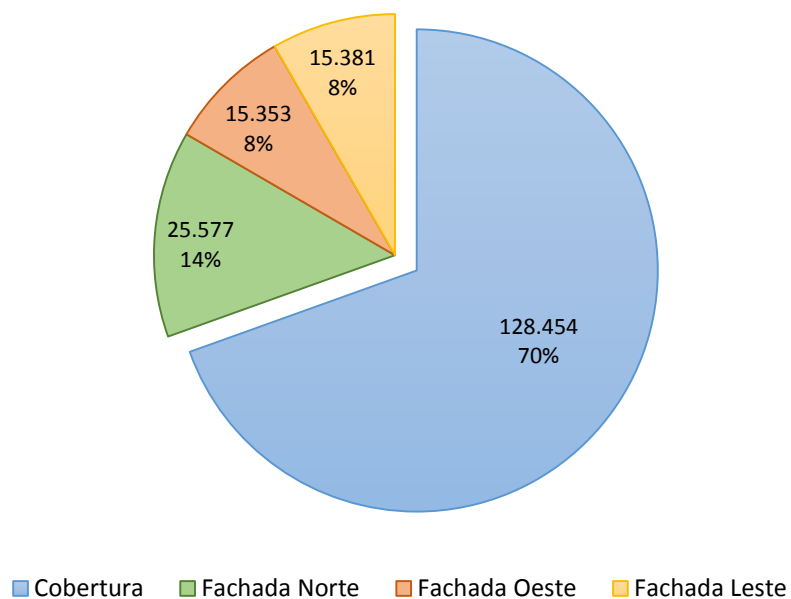


Figura 27 – Geração anual dos sistemas FV dimensionados



4.1.3 Balanço energético

A Figura 28 apresenta o a geração mensal de cada sistema FV *versus* a demanda de energia mensal para as quatro condições analisadas. Nota-se que, a geração mensal do sistema FV é superior a demanda energética das condições analisadas. Observa-se que na Condição 1, entre os meses de janeiro a julho, a geração de energia dos sistemas FV das fachadas é essencial para que o balanço energético do edifício seja positivo nesses meses. Para os outros meses, a Condição 1, a geração de energia do sistema FV da cobertura atende à demanda energética total do edifício. Esse mesmo comportamento é muito semelhante nas outras condições analisadas.

Em termos de geração e consumo energético anual, a geração de energia pelo sistema FV como um todo é superior à demanda energética para todas as condições simuladas, sendo assim o balanço energético é positivo em todas essas condições. A Figura 29 mostra o balanço anual energético para cada condição de análise no qual as colunas positivas representam a geração de energia e as colunas negativas representam os consumos finais de energia.

Na Figura 30 fica possível identificar para quais possibilidades de geração cada condição de demanda energética atinge um balanço energético positivo. A geração do sistema FV das fachadas é essencial para tornar o balanço energético positivo apenas para o edifício simulado na Condição 1. Para as demais condições, o sistema FV da cobertura é o suficiente para atingir e até ultrapassar a demanda energética dos edifícios.

Figura 28 – Demanda energética *versus* geração fotovoltaica

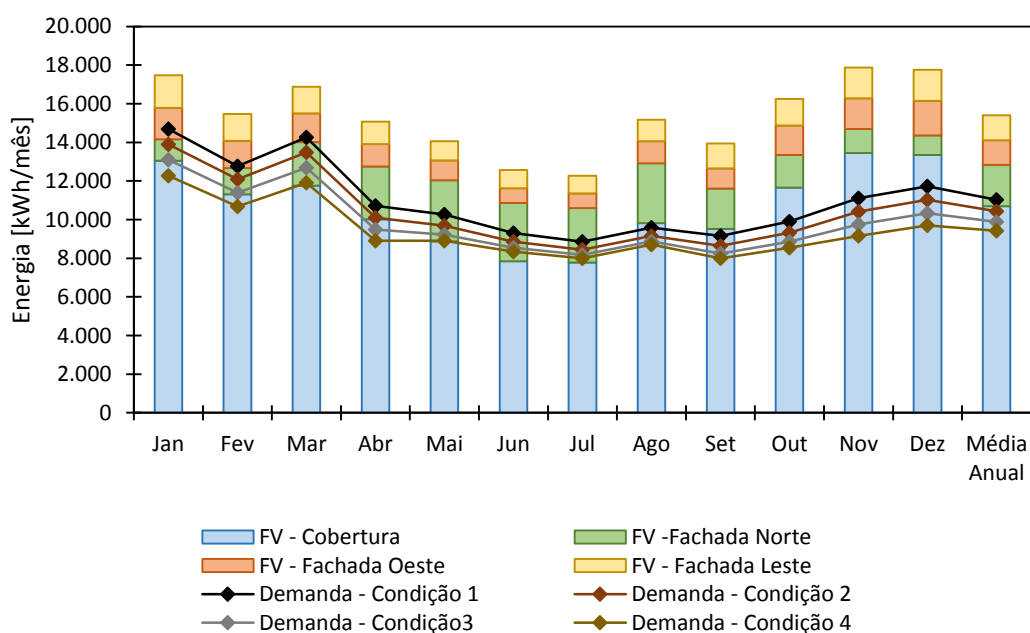


Figura 29- Balanço energético anual para as quatro condições de análise

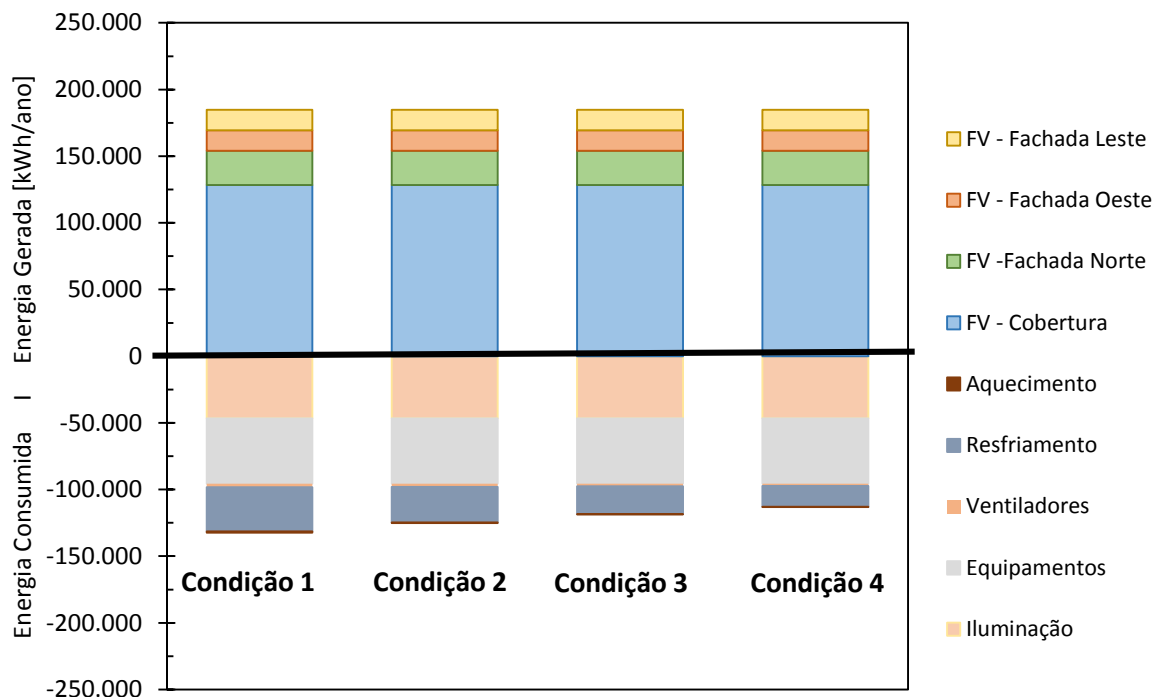
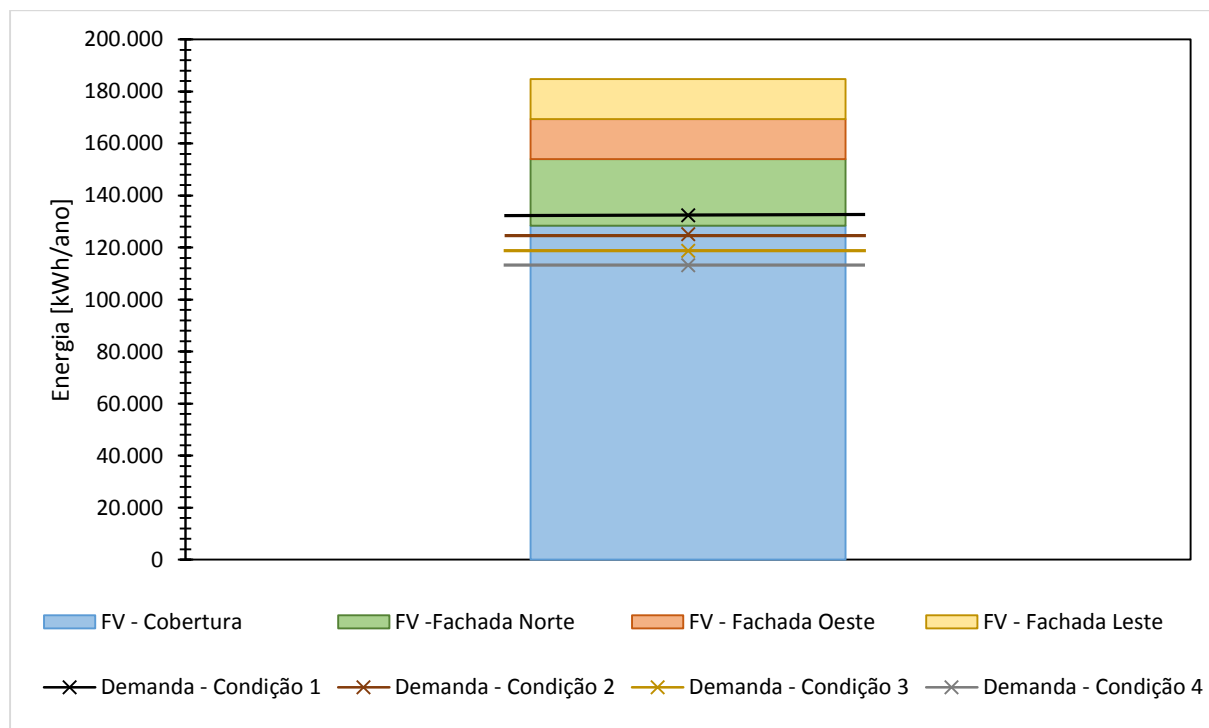


Figura 30 - Consumo versus Geração anual



4.2 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA

De acordo com os métodos de avaliação de investimentos usados nesta análise, para que um investimento seja viável, é preciso que o valor da TIR esteja acima do valor TMA, que o VPL seja positivo e que o tempo de retorno (*payback* descontado) do investimento seja inferior aos 25 anos de vida útil do sistema. Esta seção apresenta os valores obtidos nos cálculos da TIR, VPL e *payback* descontado para cada tipologia e cenários de análise conforme apresentado na seção ‘3.2. Análise Econômica’.

Para desenvolver esses cálculos, foi escolhido o valor de consumo energético do modelo de edifício simulado na Condição 1, posto que essa foi a condição de análise que resultou na maior demanda energética anual (132.343kWh/ano) e a única que depende do sistema FV das fachadas para tornar o balanço energético da edificação positivo. Sendo assim, como apenas um dos sistemas FV das fachadas é o suficiente para tornar positivo o balanço energético do edifício simulado na Condição 1, optou-se por avaliar para a Tipologia 3 apenas um sistema FV de fachada. O sistema FV escolhido foi o da fachada norte, uma vez que essa fachada tem o maior aproveitamento de irradiação solar, apresenta a maior disponibilidade de área de superfície opaca para instalação dos módulos e, conseqüentemente, apresenta a maior potência nominal instalada.

Dadas essas condições, a fachada norte deve gerar (somada com a cobertura FV), no primeiro ano de instalação do sistema FV, muito mais energia do que a demanda anual do edifício simulado na Condição 1, gerando um excedente de 21.688 kWh. Sabendo que existem perdas anuais de geração ao longo da vida útil do sistema FV e considerando que essas perdas representam 0,5% a.a. (conforme definido em ‘3.2.1 Considerações de análise’), no final do 25º ano o sistema FV como um todo gerará 136.574 kWh. Sendo assim, considerando que a demanda energética do edifício se manterá constante (132.343kWh/ano) ao longo dos 25 anos de análise, o sistema FV da cobertura e da fachada norte são suficientes para manter o balanço energético da edificação positivo ao longo do seu período de vida útil.

Na análise do custo inicial de cada tipologia, para fins comparativos, foram desconsideradas as fachadas sul, leste e oeste, uma vez que os módulos FV da Tipologia 3 estão sendo analisados apenas na fachada norte. Sendo assim, o custo inicial de cada tipologia ficou definido como está apresentado na Tabela 12. A Tipologia 3 apresenta o maior custo inicial (R\$ 956.351,00) e isso se dá pelo custo adicional que a fachada FV requer para cobrir os custos dos inversores, do projeto e das instalações elétricas. O custo inicial da Tipologia 3 é muito próximo ao custo inicial da Tipologia 2 (R\$ 898.898,00) dado que o custo do vidro por m² é superior ao

custo por m² dos módulos FV. A Tipologia 1, por sua vez, apresenta o menor custo inicial (R\$ 693.076,00) das três tipologias analisadas, posto que o ACM apresenta o menor custo por m².

Tabela 12 - Custo inicial das tipologias para a análise econômica complementar

	Tipologia 1 <i>ACM</i>	Tipologia 2 <i>Vidro</i>	Tipologia 3 <i>Módulo FV</i>
Sistema FV - Cobertura			
Pot. Nominal [kWp]	90,2	90,2	90,2
Custo Sistema FV [R\$/kWp]	6.860,00	6.860,00	6.860,00
Custo FV [R\$]	618.772,00	618.772,00	618.772,00
Revestimento Fachada Opaca			
Material Revestimento	ACM	Vidro	Módulo FV First Solar
Unidades	1032	1032	1032
Custo Material [R\$/Unidade]	72,00	271,00	245,00
Pot. Nominal [kWp]	-	-	31
40% do Custo Sistema FV [R\$/kWp]	-	-	2.744,00
Custo Material [R\$]	74.304,00	280.126,00	252.515,00
Custo FV [R\$]	-	-	85.064,00
Custo Inicial Total [R\$]	693.076,00	898.898,00	956.351,00

4.2.1 TIR, VPL e *payback* descontado

Conforme definido em ‘3.2.2 Tipologias e cenários de análise’, para cada tipologia foram analisados três cenários sendo que o Cenário 1 considera que há 1% de aumento tarifário ao ano, o Cenário 2 considera 3% a.a. e o Cenário 3, 5% a.a. Os resultados encontrados para a TIR, VPL e *payback* descontado para cada tipologia e seus respectivos cenários de análise estão apresentados na Figura 31, Figura 32 e Tabela 13, respectivamente.

Analisando os resultados da TIR, nota-se que a Tipologia 1 é viável para todos os cenários, apresentando todos os valores da TIR superiores à TMA (7,6%). Quanto à Tipologia 2, essa se apresentou inviável para o Cenário 1 (5,2%) e muito próxima de ser viável para o

Cenário 2 (7,5%). Para o Cenário 3, essa tipologia se mostrou viável (9,7%). Já a Tipologia 3, essa se apresentou inviável apenas para o Cenário 1 (5,4%) e viável para o Cenário 2 (7,9%) e para o Cenário 3 (10,2%).

Nos resultados do VPL, as tipologias apresentaram um comportamento muito semelhante. A Tipologia 1 se mostrou viável para todos os cenários, apresentando valores de VPL positivos para todos esses casos. A Tipologia 2 apresentou-se inviável para os cenários 1 e 2 e viável para o Cenário 3. Quanto à Tipologia 3, essa se apresentou inviável apenas para o Cenário 1.

Quanto ao tempo de retorno, a tipologia que apresentou o menor *payback* foi a Tipologia 1 no Cenário 3, com um retorno do investimento de 14 anos. As tipologias 2 e 3 para o Cenário 1 e a Tipologia 2 para o Cenário 2 se mostraram todas inviáveis com um tempo de retorno maior que 25 anos. A Tipologia 3 apresentou tempos de retorno menores que a Tipologia 2, tanto para o Cenário 2 (24 anos) quanto para o Cenário 3 (18 anos).

Figura 31 - Resultados obtidos no cálculo da TIR

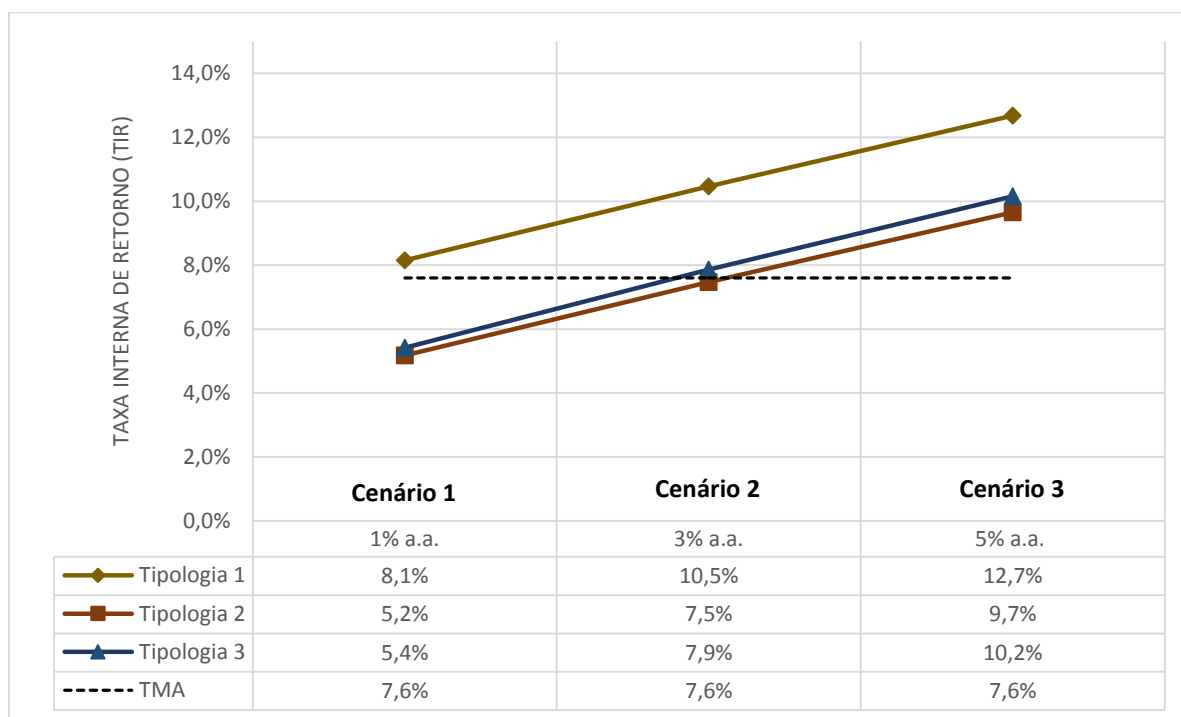


Figura 32 - Resultados obtidos no cálculo do VPL

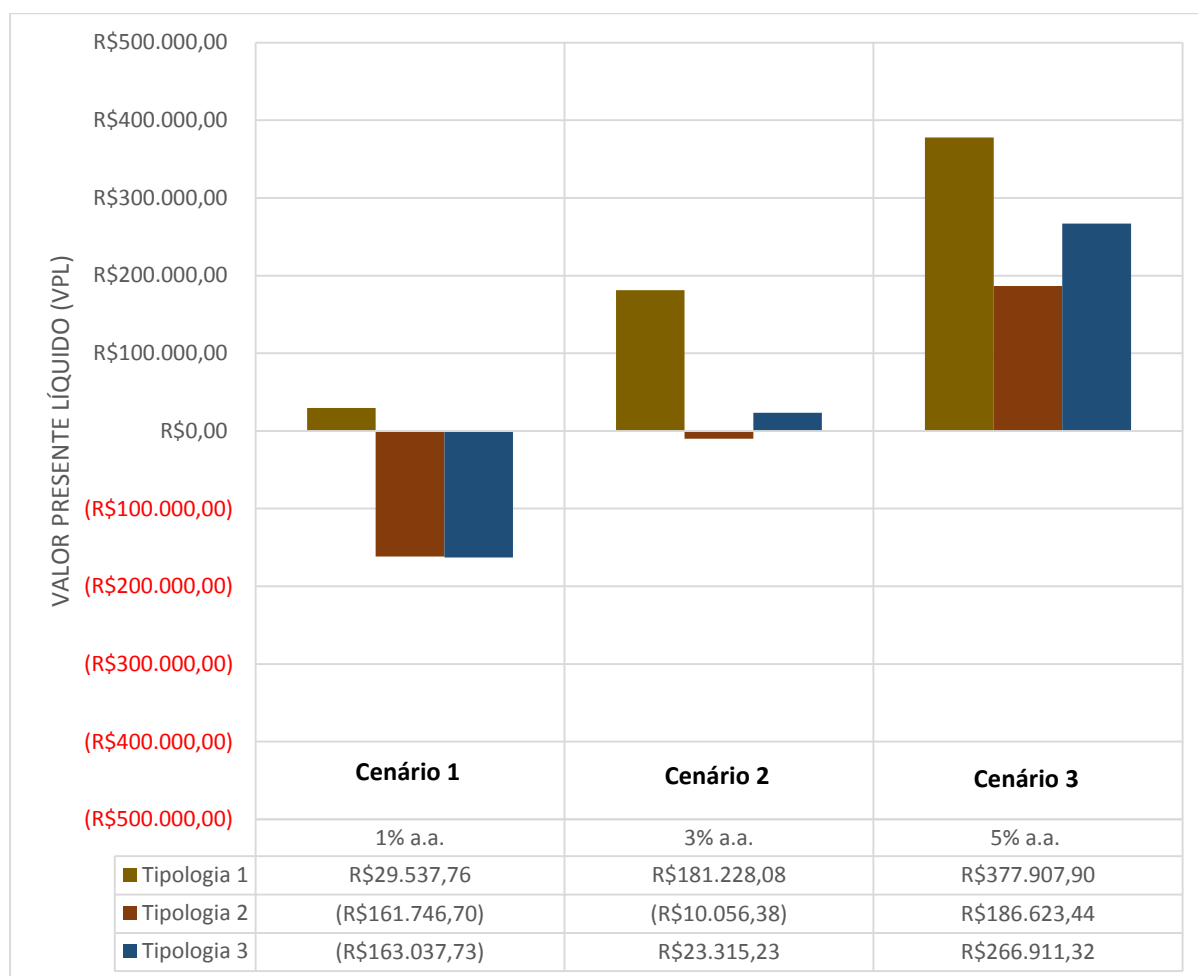


Tabela 13 - Resultados do tempo de retorno do investimento

Payback Descontado			
	1% a.a.	3% a.a.	5% a.a.
Tipologia 1	23 anos	16 anos	14 anos
Tipologia 2	> 25 anos	> 25 anos	19 anos
Tipologia 3	> 25 anos	24 anos	18 anos

A Tipologia 1, com fachada de ACM, foi a tipologia que apresentou os melhores resultados de viabilidade econômica apresentando-se viável para todos os cenários de aumento tarifário analisados. Entre a Tipologia 2, com fachada de vidro laminado, e a Tipologia 3, com fachada de módulo FV, a Tipologia 3 apresentou melhores resultados do que a tipologia 2 mesmo tendo um custo inicial maior. Isso se deve ao fato de que, como a Tipologia 3 apresenta um balanço energético positivo, ela gasta anualmente com energia apenas o seu custo de disponibilidade. Enquanto que, a Tipologia 2 tem um gasto com energia elétrica anual muito maior, uma vez que essa apresenta um balanço energético negativo. Considerando que o sistema

FV apresenta uma perda de produtividade anual de 0,5% somados com o aumento tarifário anual, a despesa anual com o consumo da energia elétrica da rede cresce a cada ano do período de análise, trazendo desvantagens para essa tipologia em comparação com a Tipologia 3, que apresenta um gasto fixo anual com energia elétrica (custo de disponibilidade).

5 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica da instalação de um sistema FV nas fachadas e na cobertura de um edifício comercial de escritórios, localizado em Florianópolis-SC, visando avaliar para quais situações o edifício apresenta um balanço energético positivo. Também foi avaliada a viabilidade econômica da substituição de materiais de revestimento das fachadas opacas por elementos FV para quando esses tornam positivo o balanço energético da edificação.

A análise de viabilidade técnica foi realizada por meio de simulação computacional que permitiu analisar a demanda energética e a geração de energia solar fotovoltaica para um modelo de edifício comercial de escritórios localizado na cidade de Florianópolis-SC.

O *software EnergyPlus* foi a ferramenta utilizada na simulação computacional da demanda energética do edifício. Os resultados obtidos sobre os usos finais do edifício simulado mostraram que os equipamentos e o sistema de iluminação representaram a maior parte do consumo energético total da edificação, consumindo 48.932 kWh/ano e 46.779 kWh/ano, respectivamente. Para as quatro condições de operação híbrida analisadas, a diferença na demanda energética se deu pelo sistema de condicionamento artificial. A Condição 1 de operação híbrida (21°C-24°C) apresentou a maior demanda energética (132.343 kWh/ano), sendo que o consumo do sistema de condicionamento artificial foi de 36.632 kWh/ano. Entretanto, a Condição 4 que possui maior faixa de operação híbrida (18°C-27°C), apresentou a menor demanda energética (113.094 kWh/ano), sendo que o sistema de condicionamento artificial consumiu 17.382 kWh/ano. A Condição 2 (20°C-25°C) apresentou um consumo anual de 125.134 kWh/ano e a Condição 3 (19°C-26°C), 118.673 kWh.

Para todas as quatro condições, o maior consumo do sistema de condicionamento artificial se deu para resfriar os ambientes. O edifício simulado na Condição 1 apresentou o maior consumo referente ao resfriamento e ao aquecimento dos ambientes, contabilizando um total de 33.022 kWh/ano para o resfriamento e 935 kWh/ano para o aquecimento. Por outro lado, edifício simulado na Condição 4 apresentou o menor consumo com o resfriamento e aquecimento, sendo consumidos 15.610 kWh/ano para resfriar os ambientes e apenas 141 kWh/ano para aquecer os ambientes.

Quanto à simulação computacional para a geração de energia solar fotovoltaica, essa foi desenvolvida no programa *PVSyst*. Antes de desenvolver o dimensionamento do sistema FV para essas superfícies, foi analisada a irradiação solar incidente nas mesmas e o seu potencial de aproveitamento para a geração de energia solar fotovoltaica. A fachada sul apresentou o pior

potencial de aproveitamento da irradiação solar incidente na sua superfície, aproveitando apenas 37% da mesma para geração de energia, enquanto que as fachadas norte, leste e oeste apresentaram taxas de aproveitamento da irradiação solar muito semelhantes entre si, sendo 52% de aproveitamento para a fachada norte e 48% para ambas as fachadas leste e oeste ao longo de um ano. Portanto, o para o dimensionamento do sistema FV para o edifício analisado foi desconsiderada a fachada sul uma vez que essa se apresentou economicamente desfavorável.

Foram dimensionados quatro sistemas FV integrados a edificação: um na cobertura e outros três nas porções opacas da fachada norte, leste e oeste. Quanto aos inversores, optou-se por usar todos os inversores do mesmo fabricante, sendo esse a ABB. O sistema da cobertura foi dimensionando com uma potência instalada de 90,2kWp e está dimensionado com quatro inversores de 20kW cada, totalizando 80kW. O sistema da fachada norte tem potência nominal instalada de 31kWp e está dimensionado com um inversor de 27,6kW E os sistemas das fachadas leste e oeste, ambos apresentam potência nominal instalada de 20,7kW e estão dimensionados com 2 inversores de 8,6kW cada, totalizando 17,2kW para cada sistema.

Os resultados da simulação mostraram que, em relação à geração anual, o sistema FV como um todo apresentou um potencial de geração de 184.765 kWh/ano. O sistema FV da cobertura ficou responsável por gerar 128.454 kWh/ano representando 70% da geração total do sistema. A fachada norte apresentou um potencial de geração de 25.577 kWh/ano, o que representa 14% da geração total do sistema. As fachadas oeste e leste apresentaram gerações anuais muito semelhantes entre si, sendo essas 15.353 kWh/ano e 15.381 kWh/ano, respectivamente, sendo que cada uma representa 8% da geração.

Em relação ao balanço energético, a geração de energia pelo sistema FV como um todo foi superior à demanda energética para todas as condições simuladas, sendo assim o balanço energético foi positivo em todas essas condições. A geração do sistema FV das fachadas foi essencial para tornar o balanço energético positivo apenas para o edifício simulado na Condição 1. Para as demais condições, o sistema FV da cobertura foi o suficiente para atingir e ultrapassar a demanda energética da edificação.

Quanto ao desenvolvimento da análise de viabilidade econômica, foram consideradas três tipologias de análise com diferentes materiais de revestimento nas fachadas opacas: (1) ACM, (2) vidro laminado e (3) módulos fotovoltaicos. Foi considerado que todas as tipologias apresentam o sistema de geração FV instalado na cobertura. Portanto, o que diferenciou uma tipologia da outra foi apenas o material de revestimento das fachadas opacas.

No que se refere aos custos dos materiais, o ACM foi o material pesquisado que apresentou o menor custo por m², sendo que esse valor girou em torno de 100,00 R\$/m². Em

relação aos vidros, foram pesquisados tipos de vidro que mais se assemelham esteticamente com os módulos FV da First Solar. O custo encontrado para esses tipos de vidros girou em torno de 377 R\$/m². Quanto aos custos dos módulos FV, foi feito um orçamento com um fornecedor local em setembro de 2016 e o custo de cada módulo First Solar de 117,5Wp foi orçado em 340 R\$/m².

Uma vez que essa análise teve por objetivo avaliar a viabilidade econômica da substituição de materiais de revestimento de fachadas por elementos fotovoltaicos para quando esses últimos tornam positivo o balanço energético da edificação, foi escolhido o valor de consumo energético do edifício simulado na Condição 1 da análise técnica, posto que essa foi a única condição de análise que depende do sistema FV das fachadas para tornar positivo o balanço energético da edificação. Adicionalmente, entre os três sistemas FV dimensionados, o sistema FV da fachada norte, somado com a geração FV da cobertura, foi o suficiente para manter positivo o balanço energético da edificação ao longo de todo o seu período de vida útil. Portanto a fachada da Tipologia 3 ficou definida com módulos FV revestindo apenas a superfície opacada voltada para o norte.

Sendo assim, na análise do custo inicial de cada tipologia, para fins comparativos, foram desconsideradas as fachadas sul, leste e oeste. A Tipologia 3 apresentou o maior custo inicial (R\$ 956.351,00) e isso se deu pelo custo adicional que a fachada FV requer para cobrir os custos dos inversores, do projeto e das instalações elétricas. O custo inicial da Tipologia 3 foi muito próximo ao custo inicial da Tipologia 2 (R\$ 898.898,00) dado que o custo do vidro por m² é superior ao custo por m² dos módulos FV. A Tipologia 1, por sua vez, apresentou o menor custo inicial (R\$ 693.076,00) das três tipologias analisadas, posto que o ACM apresentou o menor custo por m².

Para cada tipologia foram considerados três cenários de aumento tarifário: 1% a.a., 2% a.a., 3% a.a. Quanto aos métodos de análise de viabilidade de investimento, os indicadores adotados foram o VPL, a TIR e o tempo de retorno do investimento (*payback* descontado). Para que um investimento seja viável, é preciso que o resultado da TIR seja acima da TMA, que o VPL seja positivo e que o *payback* descontado do investimento seja inferior aos 25 anos de vida útil do sistema.

Analisando os resultados da TIR, notou-se que a Tipologia 1 foi viável para todos os cenários, apresentando todos os valores da TIR superiores à TMA (7,6%). Quanto à Tipologia 2, essa se apresentou inviável para o Cenário 1 (5,2%) e muito próxima de ser viável para o Cenário 2 (7,5%). Para o Cenário 3, essa tipologia se mostrou viável (9,7%). Já a

Tipologia 3, essa se apresentou inviável apenas para o Cenário 1 (5,4%) e viável para o Cenário 2 (7,9%) e para o Cenário 3 (10,2%).

Nos resultados do VPL, as tipologias apresentaram um comportamento muito semelhante. A Tipologia 1 se mostrou viável para todos os cenários, apresentando valores de VPL positivos para todos esses casos. A Tipologia 2 apresentou-se inviável para os cenários 1 e 2 e viável para o Cenário 3. Quanto à Tipologia 3, essa se apresentou inviável apenas para o Cenário 1.

Quanto ao tempo de retorno, a tipologia que apresentou o menor *payback* foi a Tipologia 1 no Cenário 3, com um retorno do investimento de 14 anos. As tipologias 2 e 3 para o Cenário 1 e a Tipologia 2 para o Cenário 2 se mostraram todas inviáveis com um tempo de retorno maior que 25 anos. A Tipologia 3 apresentou tempos de retorno menores que a Tipologia 2, tanto para o Cenário 2 (24 anos) quanto para o Cenário 3 (18 anos).

A Tipologia 1, com fachada de ACM, foi a tipologia que apresentou os melhores resultados de viabilidade econômica apresentando-se viável para todos os cenários de aumento tarifário analisados. Entre a Tipologia 2, com fachada de vidro laminado, e a Tipologia 3, com fachada de módulo FV, a Tipologia 3 apresentou melhores resultados do que a Tipologia 2 mesmo tendo um custo inicial maior. Isso se deve ao fato de que, como a Tipologia 3 apresenta um balanço energético positivo, ela gasta anualmente com energia apenas o seu custo de disponibilidade, enquanto que, a Tipologia 2 tem um gasto com energia elétrica anual muito maior, uma vez que essa apresenta um balanço energético negativo. Considerando que o sistema FV apresenta uma perda de produtividade anual de 0,5% somados com o aumento tarifário anual, a despesa anual com o consumo da energia elétrica da rede cresce a cada ano do período de análise, trazendo desvantagens para essa tipologia em comparação com a Tipologia 3, que apresenta um gasto fixo anual com energia elétrica (custo de disponibilidade).

BIBLIOGRAFIA

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 15.220: Desempenho Térmico para Edificações**. Rio de Janeiro, 2005.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 09 DE SETEMBRO DE 2010**. ANEEL, 2010. Disponível em:
< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf> >

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. ANEEL, 2015. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração**. Publicado em: 29 set. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao>. Acesso em: 29 set. 2016a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília: Aneel, 2016b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Por dentro da conta de luz**. Brasília: Aneel, 2016c.

ASHRAE Standard 55 – 2004. **Thermal Environmental Conditions for Human Occupancy**. Atlanta, 2004.

ASHRAE Standard 140 – 2011. **Standard Method of Test for the Evaluation of Building Energy Analysis Computer Programs**. Atlanta, 2011.

ANTONIOLLI, Andriago Filippo *et al.* Avaliação técnica e econômica entre sistemas fotovoltaicos aplicados a edificações (BAPV) e sistemas idealmente instalados para máxima

geração anual. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...**. Belo Horizonte: CBENS, 2016.

BCB. Banco Central do Brasil. **Calculadora do cidadão**. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAO/publico/corrigirPelaPoupanca.do?method=corrigirPelaPoupanca>>. Acesso em: 30 set. 2016.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 06 de outubro de 2015.

BURGER, Bruno; RÜTHER, Ricardo. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, [s.l.], v. 80, n. 1, p.32-45, jan. 2006.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**. São Paulo: Editora Atlas S.A., 1994.

CENTRO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES. **Proposição de estratégias para a obtenção de Edifícios de Energia Zero**. Florianópolis: UFSC/CB3E, 2013.

CENTRO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES. **Análise de Arquivos Climáticos para a Simulação do Desempenho Energético de Edificações**. Florianópolis: UFSC/Cb3E, 2015.

CENTRO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES. **Manual para Aplicação do RTQ-C: Comercial, de serviço e público**. 4. ed. Florianópolis: UFSC/CB3e, 2016. Disponível em: <http://www.pbgedifica.com.br/sites/default/files/projetos/etiquetagem/comercial/downloads/manual_rtqc2016.pdf>. Acesso em: 20 out. 2016.

DIDONÉ, Evelise Leite; WAGNER, Andreas; PEREIRA, Fernando Oscar Ruttkay. Estratégias para edifícios de escritórios energia zero no Brasil com ênfase em BIPV. **Ambiente Construído**, Porto Alegre, v. 3, n. 14, p.27-42, jul. 2014.

DOE. United States Department of Energy. **EnergyPlus, versão 8.5**. Disponível em: <<http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/>>. Acesso em: outubro de 2016a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPIA. European Photovoltaic Industry Association. **Global Market Outlook: For Solar Power / 2016-2020**. Bruxelas: Solar Power Europe, 2016.

FIRST SOLAR. **First Solar Advanced Thin Film Series 4 Module**. Disponível em: <<http://www.firstsolar.com/Technologies-and-Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-4-Modules>>. Acesso em: 08 nov. 2016.

GESTE. Grupo de Estudos Térmicos e Energética. **RADIASOL, versão 21**. UFGRS: 2001.

GREENPEACE INTERNACIONAL. **[R]evolução Energética: A caminho para o desenvolvimento limpo**. [s.l.]: Hawaii Gráfica & Editora, 2013.

GRAHAM, John R.; HARVEY, Campbell R.. The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field. **Journal Of Financial Economics**. [s.i], p. 187-243. maio 2001.

HOJI, Masakazu. **Administração Financeira e Orçamentaria**. 10. ed. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2012.

HOYT, Tyler; ARENS, Edward; ZHANG, Hui. Extending air temperature setpoints: Simulated energy savings and design considerations for new and retrofit buildings. **Building And Environment**, [s.l.], v. 88, p.89-96, set. 2014.

IDEAL. Instituto para o Desenvolvimento de Energias Renováveis na América Latina. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Florianópolis: IDEAL, 2016

INMETRO. Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. Portaria 449, de 25 de novembro de 2010. **Regulamento Técnico da Qualidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Residenciais**. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em:

<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001627.pdf>. Acesso em: 19 de outubro de 2016.

LABEEE. Laboratório de Eficiência Energética em Edificações. **Manual de Simulação Computacional de Edifícios Naturalmente Ventilados no Programa *EnergyPlus* - Versão 8.0**. Florianópolis: LABEEE/UFSC, 2013.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional: 2016**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

MONTENEGRO, Alexandre Albuquerque. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 175 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

NREL. National Renewable Energy Laboratory of the U.S. Department of Energy. **Legacy OpenStudio**, versão 1.0.14. 2015

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. São José do Campos (SP): Swera/Inpe [Solar And Wind Energy Resources Assessment/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais], 2006. 60 p.

PVSYST SA. **PVSyst Photovoltaic Systems Software, versão 6.47**. Disponível em <<http://www.pvsyst.com/en/download>>. Genébra, 2016.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial de Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas Interligadas à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis: Ufsc/Labsolar, 2004.

SANTANA, Mariana Vasconcelos. **Influência de parâmetros construtivos no consumo de energia de edifícios de escritório localizados em Florianópolis-SC**. 2006. 196 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

SANTOS, Arthur Henrique Cursino dos. **Avaliação técnica e financeira da geração fotovoltaica integrada à fachada de edifícios de escritório corporativos na cidade de São Paulo**. 2015. 187 f. Tese (Doutorado) - Curso de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SCOGNAMIGLIO, Alessandra; RØSTVIK, Harald N.. Photovoltaics and zero energy buildings: a new opportunity and challenge for design. **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, [s.l.], v. 21, n. 6, p.1319-1336, 18 out. 2012. Wiley-Blackwell.

SKELION. **Skelion, versão 5.2.0**. 2015.

SORGATO, Márcio José. **A Influência do Comportamento do Usuário no Desempenho Térmico e Energético de Edificações Residenciais**. 2015. 260 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

STG. Superintendência de Gestão Tarifária. **Reajuste Tarifário Anual**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/reajuste-tarifario-anual/>>. Acesso em: 03 out. 2016.

TRIMBLE. Trimble Navigation Limited. **SketchUp, versão 8**. Patente nº 6.628.279. 2012.

APÊNDICE A – Fluxo de caixa da análise econômica

Tipologia 1 - Cenário 1									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 693.076,00	R\$ 618.772,00					-R\$ 693.076,00	-R\$ 693.076,00	-R\$ 693.076,00
1			R\$ 81.555,44	-R\$ 2.465,95	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.901,77	R\$ 67.752,58	-R\$ 625.323,42
2			R\$ 81.959,14	-R\$ 2.902,47	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.868,96	R\$ 62.938,74	-R\$ 562.384,69
3			R\$ 82.364,84	-R\$ 3.345,38	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.831,74	R\$ 58.463,37	-R\$ 503.921,32
4			R\$ 82.772,55	-R\$ 3.794,78	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.790,05	R\$ 54.302,89	-R\$ 449.618,43
5			R\$ 83.182,27	-R\$ 4.250,73	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.743,82	R\$ 50.435,32	-R\$ 399.183,11
6			R\$ 83.594,02	-R\$ 4.713,31	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.693,00	R\$ 46.840,22	-R\$ 352.342,89
7			R\$ 84.007,81	-R\$ 5.182,59	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.637,50	R\$ 43.498,57	-R\$ 308.844,32
8			R\$ 84.423,65	-R\$ 5.658,66	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.577,28	R\$ 40.392,66	-R\$ 268.451,65
9			R\$ 84.841,55	-R\$ 6.141,58	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.512,25	R\$ 37.506,02	-R\$ 230.945,64
10			R\$ 85.261,52	-R\$ 6.631,45	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 32.748,89	-R\$ 15.742,51	-R\$ 246.688,14
11			R\$ 85.683,56	-R\$ 7.128,33	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.367,51	R\$ 32.330,22	-R\$ 214.357,93
12			R\$ 86.107,69	-R\$ 7.632,32	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.287,66	R\$ 30.013,52	-R\$ 184.344,41
13			R\$ 86.533,93	-R\$ 8.143,49	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.202,72	R\$ 27.860,83	-R\$ 156.483,58
14			R\$ 86.962,27	-R\$ 8.661,92	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.112,63	R\$ 25.860,66	-R\$ 130.622,92
15			R\$ 87.392,73	-R\$ 9.187,69	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.017,32	R\$ 24.002,30	-R\$ 106.620,62
16			R\$ 87.825,33	-R\$ 9.720,91	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.916,70	R\$ 22.275,81	-R\$ 84.344,82
17			R\$ 88.260,06	-R\$ 10.261,63	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.810,71	R\$ 20.671,91	-R\$ 63.672,90
18			R\$ 88.696,95	-R\$ 10.809,96	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.699,27	R\$ 19.182,00	-R\$ 44.490,91
19			R\$ 89.136,00	-R\$ 11.365,98	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.582,30	R\$ 17.798,05	-R\$ 26.692,85
20			R\$ 89.577,22	-R\$ 11.929,78	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 33.731,51	-R\$ 7.794,54	-R\$ 34.487,39
21			R\$ 90.020,63	-R\$ 12.501,44	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.331,47	R\$ 15.318,76	-R\$ 19.168,64
22			R\$ 90.466,23	-R\$ 13.081,06	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.197,45	R\$ 14.210,01	-R\$ 4.958,62
23			R\$ 90.914,04	-R\$ 13.668,72	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.057,60	R\$ 13.180,39	R\$ 8.221,77
24			R\$ 91.364,06	-R\$ 14.264,53	-R\$ 6.187,72		R\$ 70.911,82	R\$ 12.224,30	R\$ 20.446,07
25			R\$ 91.816,32	-R\$ 14.868,56	-R\$ 6.187,72		R\$ 70.760,04	R\$ 11.336,56	R\$ 31.782,63

Tipologia 1 - Cenário 2									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 693.076,00	R\$ 618.772,00					-R\$ 693.076,00	-R\$ 693.076,00	-R\$ 693.076,00
1			R\$ 81.555,44	-R\$ 2.465,95	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.901,77	R\$ 67.752,58	-R\$ 625.323,42
2			R\$ 83.582,10	-R\$ 2.959,94	-R\$ 6.187,72		R\$ 74.434,44	R\$ 64.290,88	-R\$ 561.032,54
3			R\$ 85.659,11	-R\$ 3.479,19	-R\$ 6.187,72		R\$ 75.992,21	R\$ 61.000,34	-R\$ 500.032,21
4			R\$ 87.787,74	-R\$ 4.024,71	-R\$ 6.187,72		R\$ 77.575,31	R\$ 57.872,80	-R\$ 442.159,41
5			R\$ 89.969,27	-R\$ 4.597,55	-R\$ 6.187,72		R\$ 79.183,99	R\$ 54.900,47	-R\$ 387.258,94
6			R\$ 92.205,00	-R\$ 5.198,82	-R\$ 6.187,72		R\$ 80.818,46	R\$ 52.075,92	-R\$ 335.183,03
7			R\$ 94.496,30	-R\$ 5.829,64	-R\$ 6.187,72		R\$ 82.478,93	R\$ 49.392,06	-R\$ 285.790,97
8			R\$ 96.844,53	-R\$ 6.491,19	-R\$ 6.187,72		R\$ 84.165,62	R\$ 46.842,12	-R\$ 238.948,84
9			R\$ 99.251,12	-R\$ 7.184,67	-R\$ 6.187,72		R\$ 85.878,72	R\$ 44.419,65	-R\$ 194.529,19
10			R\$ 101.717,51	-R\$ 7.911,36	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	-R\$ 17.572,81	-R\$ 8.447,31	-R\$ 202.976,50
11			R\$ 104.245,19	-R\$ 8.672,54	-R\$ 6.187,72		R\$ 89.384,92	R\$ 39.932,76	-R\$ 163.043,75
12			R\$ 106.835,68	-R\$ 9.469,58	-R\$ 6.187,72		R\$ 91.178,38	R\$ 37.856,86	-R\$ 125.186,89
13			R\$ 109.490,55	-R\$ 10.303,87	-R\$ 6.187,72		R\$ 92.998,95	R\$ 35.885,46	-R\$ 89.301,42
14			R\$ 112.211,39	-R\$ 11.176,87	-R\$ 6.187,72		R\$ 94.846,80	R\$ 34.013,47	-R\$ 55.287,96
15			R\$ 114.999,84	-R\$ 12.090,06	-R\$ 6.187,72		R\$ 96.722,06	R\$ 32.236,02	-R\$ 23.051,94
16			R\$ 117.857,59	-R\$ 13.045,01	-R\$ 6.187,72		R\$ 98.624,85	R\$ 30.548,51	R\$ 7.496,58
17			R\$ 120.786,35	-R\$ 14.043,33	-R\$ 6.187,72		R\$ 100.555,30	R\$ 28.946,52	R\$ 36.443,09
18			R\$ 123.787,89	-R\$ 15.086,68	-R\$ 6.187,72		R\$ 102.513,49	R\$ 27.425,85	R\$ 63.868,95
19			R\$ 126.864,02	-R\$ 16.176,79	-R\$ 6.187,72		R\$ 104.499,51	R\$ 25.982,51	R\$ 89.851,46
20			R\$ 130.016,59	-R\$ 17.315,44	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 1.322,19	R\$ 305,53	R\$ 90.156,98
21			R\$ 133.247,50	-R\$ 18.504,49	-R\$ 6.187,72		R\$ 108.555,29	R\$ 23.312,74	R\$ 113.469,72
22			R\$ 136.558,70	-R\$ 19.745,85	-R\$ 6.187,72		R\$ 110.625,13	R\$ 22.079,23	R\$ 135.548,95
23			R\$ 139.952,18	-R\$ 21.041,50	-R\$ 6.187,72		R\$ 112.722,96	R\$ 20.908,85	R\$ 156.457,80
24			R\$ 143.430,00	-R\$ 22.393,50	-R\$ 6.187,72		R\$ 114.848,78	R\$ 19.798,48	R\$ 176.256,28
25			R\$ 146.994,23	-R\$ 23.803,97	-R\$ 6.187,72		R\$ 117.002,54	R\$ 18.745,13	R\$ 195.001,41

Tipologia 1 - Cenário 3									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 693.076,00	R\$ 618.772,00					-R\$ 693.076,00	-R\$ 693.076,00	-R\$ 693.076,00
1			R\$ 81.555,44	-R\$ 2.465,95	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.901,77	R\$ 67.752,58	-R\$ 625.323,42
2			R\$ 85.205,05	-R\$ 3.017,42	-R\$ 6.187,72		R\$ 75.999,92	R\$ 65.643,02	-R\$ 559.680,40
3			R\$ 89.017,98	-R\$ 3.615,61	-R\$ 6.187,72		R\$ 79.214,64	R\$ 63.587,05	-R\$ 496.093,35
4			R\$ 93.001,53	-R\$ 4.263,74	-R\$ 6.187,72		R\$ 82.550,07	R\$ 61.584,07	-R\$ 434.509,28
5			R\$ 97.163,35	-R\$ 4.965,18	-R\$ 6.187,72		R\$ 86.010,45	R\$ 59.633,44	-R\$ 374.875,85
6			R\$ 101.511,41	-R\$ 5.723,55	-R\$ 6.187,72		R\$ 89.600,14	R\$ 57.734,45	-R\$ 317.141,39
7			R\$ 106.054,05	-R\$ 6.542,66	-R\$ 6.187,72		R\$ 93.323,66	R\$ 55.886,37	-R\$ 261.255,02
8			R\$ 110.799,96	-R\$ 7.426,58	-R\$ 6.187,72		R\$ 97.185,67	R\$ 54.088,39	-R\$ 207.166,64
9			R\$ 115.758,26	-R\$ 8.379,61	-R\$ 6.187,72		R\$ 101.190,94	R\$ 52.339,69	-R\$ 154.826,94
10			R\$ 120.938,44	-R\$ 9.406,32	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 153,17	R\$ 73,63	-R\$ 154.753,32
11			R\$ 126.350,44	-R\$ 10.511,56	-R\$ 6.187,72		R\$ 109.651,16	R\$ 48.986,71	-R\$ 105.766,61
12			R\$ 132.004,62	-R\$ 11.700,48	-R\$ 6.187,72		R\$ 114.116,42	R\$ 47.380,64	-R\$ 58.385,97
13			R\$ 137.911,83	-R\$ 12.978,53	-R\$ 6.187,72		R\$ 118.745,58	R\$ 45.820,30	-R\$ 12.565,67
14			R\$ 144.083,38	-R\$ 14.351,49	-R\$ 6.187,72		R\$ 123.544,17	R\$ 44.304,77	R\$ 31.739,10
15			R\$ 150.531,11	-R\$ 15.825,50	-R\$ 6.187,72		R\$ 128.517,89	R\$ 42.833,10	R\$ 74.572,20
16			R\$ 157.267,38	-R\$ 17.407,07	-R\$ 6.187,72		R\$ 133.672,60	R\$ 41.404,36	R\$ 115.976,55
17			R\$ 164.305,10	-R\$ 19.103,07	-R\$ 6.187,72		R\$ 139.014,30	R\$ 40.017,59	R\$ 155.994,14
18			R\$ 171.657,75	-R\$ 20.920,83	-R\$ 6.187,72		R\$ 144.549,20	R\$ 38.671,84	R\$ 194.665,98
19			R\$ 179.339,43	-R\$ 22.868,07	-R\$ 6.187,72		R\$ 150.283,64	R\$ 37.366,17	R\$ 232.032,14
20			R\$ 187.364,87	-R\$ 24.953,01	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 51.032,91	R\$ 11.792,47	R\$ 243.824,62
21			R\$ 195.749,45	-R\$ 27.184,33	-R\$ 6.187,72		R\$ 162.377,41	R\$ 34.871,28	R\$ 278.695,90
22			R\$ 204.509,24	-R\$ 29.571,23	-R\$ 6.187,72		R\$ 168.750,29	R\$ 33.680,19	R\$ 312.376,09
23			R\$ 213.661,03	-R\$ 32.123,46	-R\$ 6.187,72		R\$ 175.349,85	R\$ 32.525,44	R\$ 344.901,53
24			R\$ 223.222,36	-R\$ 34.851,35	-R\$ 6.187,72		R\$ 182.183,29	R\$ 31.406,10	R\$ 376.307,63
25			R\$ 233.211,56	-R\$ 37.765,84	-R\$ 6.187,72		R\$ 189.258,00	R\$ 30.321,28	R\$ 406.628,90

Tipologia 2 - Cenário 1									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 898.898,08	R\$ 618.772,00					-R\$ 898.898,08	-R\$ 898.898,08	-R\$ 898.898,08
1			R\$ 81.555,44	-R\$ 2.465,95	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.901,77	R\$ 67.752,58	-R\$ 831.145,50
2			R\$ 81.959,14	-R\$ 2.902,47	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.868,96	R\$ 62.938,74	-R\$ 768.206,77
3			R\$ 82.364,84	-R\$ 3.345,38	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.831,74	R\$ 58.463,37	-R\$ 709.743,40
4			R\$ 82.772,55	-R\$ 3.794,78	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.790,05	R\$ 54.302,89	-R\$ 655.440,51
5			R\$ 83.182,27	-R\$ 4.250,73	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.743,82	R\$ 50.435,32	-R\$ 605.005,19
6			R\$ 83.594,02	-R\$ 4.713,31	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.693,00	R\$ 46.840,22	-R\$ 558.164,97
7			R\$ 84.007,81	-R\$ 5.182,59	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.637,50	R\$ 43.498,57	-R\$ 514.666,40
8			R\$ 84.423,65	-R\$ 5.658,66	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.577,28	R\$ 40.392,66	-R\$ 474.273,73
9			R\$ 84.841,55	-R\$ 6.141,58	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.512,25	R\$ 37.506,02	-R\$ 436.767,72
10			R\$ 85.261,52	-R\$ 6.631,45	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	-R\$ 32.748,89	-R\$ 15.742,51	-R\$ 452.510,22
11			R\$ 85.683,56	-R\$ 7.128,33	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.367,51	R\$ 32.330,22	-R\$ 420.180,01
12			R\$ 86.107,69	-R\$ 7.632,32	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.287,66	R\$ 30.013,52	-R\$ 390.166,49
13			R\$ 86.533,93	-R\$ 8.143,49	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.202,72	R\$ 27.860,83	-R\$ 362.305,66
14			R\$ 86.962,27	-R\$ 8.661,92	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.112,63	R\$ 25.860,66	-R\$ 336.445,00
15			R\$ 87.392,73	-R\$ 9.187,69	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.017,32	R\$ 24.002,30	-R\$ 312.442,70
16			R\$ 87.825,33	-R\$ 9.720,91	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.916,70	R\$ 22.275,81	-R\$ 290.166,90
17			R\$ 88.260,06	-R\$ 10.261,63	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.810,71	R\$ 20.671,91	-R\$ 269.494,98
18			R\$ 88.696,95	-R\$ 10.809,96	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.699,27	R\$ 19.182,00	-R\$ 250.312,99
19			R\$ 89.136,00	-R\$ 11.365,98	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.582,30	R\$ 17.798,05	-R\$ 232.514,93
20			R\$ 89.577,22	-R\$ 11.929,78	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	-R\$ 33.731,51	-R\$ 7.794,54	-R\$ 240.309,47
21			R\$ 90.020,63	-R\$ 12.501,44	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.331,47	R\$ 15.318,76	-R\$ 224.990,72
22			R\$ 90.466,23	-R\$ 13.081,06	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.197,45	R\$ 14.210,01	-R\$ 210.780,70
23			R\$ 90.914,04	-R\$ 13.668,72	-R\$ 6.187,72		R\$ 71.057,60	R\$ 13.180,39	-R\$ 197.600,31
24			R\$ 91.364,06	-R\$ 14.264,53	-R\$ 6.187,72		R\$ 70.911,82	R\$ 12.224,30	-R\$ 185.376,01
25			R\$ 91.816,32	-R\$ 14.868,56	-R\$ 6.187,72		R\$ 70.760,04	R\$ 11.336,56	-R\$ 174.039,45

Tipologia 2 - Cenário 2									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 898.898,08	R\$ 618.772,00					-R\$ 898.898,08	-R\$ 898.898,08	-R\$ 898.898,08
1			R\$ 81.555,44	-R\$ 2.465,95	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.901,77	R\$ 67.752,58	-R\$ 831.145,50
2			R\$ 83.582,10	-R\$ 2.959,94	-R\$ 6.187,72		R\$ 74.434,44	R\$ 64.290,88	-R\$ 766.854,62
3			R\$ 85.659,11	-R\$ 3.479,19	-R\$ 6.187,72		R\$ 75.992,21	R\$ 61.000,34	-R\$ 705.854,29
4			R\$ 87.787,74	-R\$ 4.024,71	-R\$ 6.187,72		R\$ 77.575,31	R\$ 57.872,80	-R\$ 647.981,49
5			R\$ 89.969,27	-R\$ 4.597,55	-R\$ 6.187,72		R\$ 79.183,99	R\$ 54.900,47	-R\$ 593.081,02
6			R\$ 92.205,00	-R\$ 5.198,82	-R\$ 6.187,72		R\$ 80.818,46	R\$ 52.075,92	-R\$ 541.005,11
7			R\$ 94.496,30	-R\$ 5.829,64	-R\$ 6.187,72		R\$ 82.478,93	R\$ 49.392,06	-R\$ 491.613,05
8			R\$ 96.844,53	-R\$ 6.491,19	-R\$ 6.187,72		R\$ 84.165,62	R\$ 46.842,12	-R\$ 444.770,92
9			R\$ 99.251,12	-R\$ 7.184,67	-R\$ 6.187,72		R\$ 85.878,72	R\$ 44.419,65	-R\$ 400.351,27
10			R\$ 101.717,51	-R\$ 7.911,36	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	-R\$ 17.572,81	-R\$ 8.447,31	-R\$ 408.798,58
11			R\$ 104.245,19	-R\$ 8.672,54	-R\$ 6.187,72		R\$ 89.384,92	R\$ 39.932,76	-R\$ 368.865,83
12			R\$ 106.835,68	-R\$ 9.469,58	-R\$ 6.187,72		R\$ 91.178,38	R\$ 37.856,86	-R\$ 331.008,97
13			R\$ 109.490,55	-R\$ 10.303,87	-R\$ 6.187,72		R\$ 92.998,95	R\$ 35.885,46	-R\$ 295.123,50
14			R\$ 112.211,39	-R\$ 11.176,87	-R\$ 6.187,72		R\$ 94.846,80	R\$ 34.013,47	-R\$ 261.110,04
15			R\$ 114.999,84	-R\$ 12.090,06	-R\$ 6.187,72		R\$ 96.722,06	R\$ 32.236,02	-R\$ 228.874,02
16			R\$ 117.857,59	-R\$ 13.045,01	-R\$ 6.187,72		R\$ 98.624,85	R\$ 30.548,51	-R\$ 198.325,50
17			R\$ 120.786,35	-R\$ 14.043,33	-R\$ 6.187,72		R\$ 100.555,30	R\$ 28.946,52	-R\$ 169.378,99
18			R\$ 123.787,89	-R\$ 15.086,68	-R\$ 6.187,72		R\$ 102.513,49	R\$ 27.425,85	-R\$ 141.953,13
19			R\$ 126.864,02	-R\$ 16.176,79	-R\$ 6.187,72		R\$ 104.499,51	R\$ 25.982,51	-R\$ 115.970,62
20			R\$ 130.016,59	-R\$ 17.315,44	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 1.322,19	R\$ 305,53	-R\$ 115.665,10
21			R\$ 133.247,50	-R\$ 18.504,49	-R\$ 6.187,72		R\$ 108.555,29	R\$ 23.312,74	-R\$ 92.352,36
22			R\$ 136.558,70	-R\$ 19.745,85	-R\$ 6.187,72		R\$ 110.625,13	R\$ 22.079,23	-R\$ 70.273,13
23			R\$ 139.952,18	-R\$ 21.041,50	-R\$ 6.187,72		R\$ 112.722,96	R\$ 20.908,85	-R\$ 49.364,28
24			R\$ 143.430,00	-R\$ 22.393,50	-R\$ 6.187,72		R\$ 114.848,78	R\$ 19.798,48	-R\$ 29.565,80
25			R\$ 146.994,23	-R\$ 23.803,97	-R\$ 6.187,72		R\$ 117.002,54	R\$ 18.745,13	-R\$ 10.820,67

Tipologia 2 - Cenário 3									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 898.898,08	R\$ 618.772,00					-R\$ 898.898,08	-R\$ 898.898,08	-R\$ 898.898,08
1			R\$ 81.555,44	-R\$ 2.465,95	-R\$ 6.187,72		R\$ 72.901,77	R\$ 67.752,58	-R\$ 831.145,50
2			R\$ 85.205,05	-R\$ 3.017,42	-R\$ 6.187,72		R\$ 75.999,92	R\$ 65.643,02	-R\$ 765.502,48
3			R\$ 89.017,98	-R\$ 3.615,61	-R\$ 6.187,72		R\$ 79.214,64	R\$ 63.587,05	-R\$ 701.915,43
4			R\$ 93.001,53	-R\$ 4.263,74	-R\$ 6.187,72		R\$ 82.550,07	R\$ 61.584,07	-R\$ 640.331,36
5			R\$ 97.163,35	-R\$ 4.965,18	-R\$ 6.187,72		R\$ 86.010,45	R\$ 59.633,44	-R\$ 580.697,93
6			R\$ 101.511,41	-R\$ 5.723,55	-R\$ 6.187,72		R\$ 89.600,14	R\$ 57.734,45	-R\$ 522.963,47
7			R\$ 106.054,05	-R\$ 6.542,66	-R\$ 6.187,72		R\$ 93.323,66	R\$ 55.886,37	-R\$ 467.077,10
8			R\$ 110.799,96	-R\$ 7.426,58	-R\$ 6.187,72		R\$ 97.185,67	R\$ 54.088,39	-R\$ 412.988,72
9			R\$ 115.758,26	-R\$ 8.379,61	-R\$ 6.187,72		R\$ 101.190,94	R\$ 52.339,69	-R\$ 360.649,02
10			R\$ 120.938,44	-R\$ 9.406,32	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 153,17	R\$ 73,63	-R\$ 360.575,40
11			R\$ 126.350,44	-R\$ 10.511,56	-R\$ 6.187,72		R\$ 109.651,16	R\$ 48.986,71	-R\$ 311.588,69
12			R\$ 132.004,62	-R\$ 11.700,48	-R\$ 6.187,72		R\$ 114.116,42	R\$ 47.380,64	-R\$ 264.208,05
13			R\$ 137.911,83	-R\$ 12.978,53	-R\$ 6.187,72		R\$ 118.745,58	R\$ 45.820,30	-R\$ 218.387,75
14			R\$ 144.083,38	-R\$ 14.351,49	-R\$ 6.187,72		R\$ 123.544,17	R\$ 44.304,77	-R\$ 174.082,98
15			R\$ 150.531,11	-R\$ 15.825,50	-R\$ 6.187,72		R\$ 128.517,89	R\$ 42.833,10	-R\$ 131.249,88
16			R\$ 157.267,38	-R\$ 17.407,07	-R\$ 6.187,72		R\$ 133.672,60	R\$ 41.404,36	-R\$ 89.845,53
17			R\$ 164.305,10	-R\$ 19.103,07	-R\$ 6.187,72		R\$ 139.014,30	R\$ 40.017,59	-R\$ 49.827,94
18			R\$ 171.657,75	-R\$ 20.920,83	-R\$ 6.187,72		R\$ 144.549,20	R\$ 38.671,84	-R\$ 11.156,10
19			R\$ 179.339,43	-R\$ 22.868,07	-R\$ 6.187,72		R\$ 150.283,64	R\$ 37.366,17	-R\$ 26.210,06
20			R\$ 187.364,87	-R\$ 24.953,01	-R\$ 6.187,72	-R\$ 105.191,24	R\$ 51.032,91	R\$ 11.792,47	-R\$ 38.002,54
21			R\$ 195.749,45	-R\$ 27.184,33	-R\$ 6.187,72		R\$ 162.377,41	R\$ 34.871,28	-R\$ 72.873,82
22			R\$ 204.509,24	-R\$ 29.571,23	-R\$ 6.187,72		R\$ 168.750,29	R\$ 33.680,19	-R\$ 106.554,01
23			R\$ 213.661,03	-R\$ 32.123,46	-R\$ 6.187,72		R\$ 175.349,85	R\$ 32.525,44	-R\$ 139.079,45
24			R\$ 223.222,36	-R\$ 34.851,35	-R\$ 6.187,72		R\$ 182.183,29	R\$ 31.406,10	-R\$ 170.485,55
25			R\$ 233.211,56	-R\$ 37.765,84	-R\$ 6.187,72		R\$ 189.258,00	R\$ 30.321,28	-R\$ 200.806,82

Tipologia 3 - Cenário 1									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 960.630,62	R\$ 960.630,62					-R\$ 960.630,62	-R\$ 960.630,62	-R\$ 960.630,62
1			R\$ 84.021,40	-R\$ 761,88	-R\$ 9.606,31		R\$ 73.653,21	R\$ 68.450,94	-R\$ 892.179,69
2			R\$ 84.861,61	-R\$ 769,50	-R\$ 9.606,31		R\$ 74.485,81	R\$ 64.335,25	-R\$ 827.844,44
3			R\$ 85.710,23	-R\$ 777,19	-R\$ 9.606,31		R\$ 75.326,73	R\$ 60.466,14	-R\$ 767.378,29
4			R\$ 86.567,33	-R\$ 784,97	-R\$ 9.606,31		R\$ 76.176,06	R\$ 56.828,92	-R\$ 710.549,37
5			R\$ 87.433,00	-R\$ 792,82	-R\$ 9.606,31		R\$ 77.033,88	R\$ 53.409,73	-R\$ 657.139,64
6			R\$ 88.307,33	-R\$ 800,74	-R\$ 9.606,31		R\$ 77.900,28	R\$ 50.195,57	-R\$ 606.944,07
7			R\$ 89.190,41	-R\$ 808,75	-R\$ 9.606,31		R\$ 78.775,35	R\$ 47.174,19	-R\$ 559.769,88
8			R\$ 90.082,31	-R\$ 816,84	-R\$ 9.606,31		R\$ 79.659,16	R\$ 44.334,07	-R\$ 515.435,81
9			R\$ 90.983,13	-R\$ 825,01	-R\$ 9.606,31		R\$ 80.551,82	R\$ 41.664,38	-R\$ 473.771,43
10			R\$ 91.892,96	-R\$ 833,26	-R\$ 9.606,31	-R\$ 163.307,21	-R\$ 81.853,81	-R\$ 39.347,41	-R\$ 513.118,85
11			R\$ 92.811,89	-R\$ 841,59	-R\$ 9.606,31		R\$ 82.364,00	R\$ 36.796,15	-R\$ 476.322,69
12			R\$ 93.740,01	-R\$ 850,01	-R\$ 9.606,31		R\$ 83.283,70	R\$ 34.579,03	-R\$ 441.743,66
13			R\$ 94.677,41	-R\$ 858,51	-R\$ 9.606,31		R\$ 84.212,60	R\$ 32.495,08	-R\$ 409.248,59
14			R\$ 95.624,19	-R\$ 867,09	-R\$ 9.606,31		R\$ 85.150,79	R\$ 30.536,33	-R\$ 378.712,26
15			R\$ 96.580,43	-R\$ 875,76	-R\$ 9.606,31		R\$ 86.098,36	R\$ 28.695,30	-R\$ 350.016,95
16			R\$ 97.546,23	-R\$ 884,52	-R\$ 9.606,31		R\$ 87.055,41	R\$ 26.964,94	-R\$ 323.052,02
17			R\$ 98.521,69	-R\$ 893,36	-R\$ 9.606,31		R\$ 88.022,02	R\$ 25.338,61	-R\$ 297.713,41
18			R\$ 99.506,91	-R\$ 902,30	-R\$ 9.606,31		R\$ 88.998,31	R\$ 23.810,08	-R\$ 273.903,33
19			R\$ 100.501,98	-R\$ 911,32	-R\$ 9.606,31		R\$ 89.984,35	R\$ 22.373,50	-R\$ 251.529,83
20			R\$ 101.507,00	-R\$ 920,43	-R\$ 9.606,31	-R\$ 163.307,21	-R\$ 72.326,95	-R\$ 16.713,01	-R\$ 268.242,84
21			R\$ 102.522,07	-R\$ 929,64	-R\$ 9.606,31		R\$ 91.986,13	R\$ 19.754,44	-R\$ 248.488,41
22			R\$ 103.547,29	-R\$ 938,93	-R\$ 9.606,31		R\$ 93.002,05	R\$ 18.561,91	-R\$ 229.926,50
23			R\$ 104.582,76	-R\$ 948,32	-R\$ 9.606,31		R\$ 94.028,13	R\$ 17.441,17	-R\$ 212.485,33
24			R\$ 105.628,59	-R\$ 957,81	-R\$ 9.606,31		R\$ 95.064,48	R\$ 16.387,92	-R\$ 196.097,42
25			R\$ 106.684,88	-R\$ 967,39	-R\$ 9.606,31		R\$ 96.111,19	R\$ 15.398,10	-R\$ 180.699,32

Tipologia 3 - Cenário 2									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 960.630,62	R\$ 960.630,62					-R\$ 960.630,62	-R\$ 960.630,62	-R\$ 960.630,62
1			R\$ 84.021,40	-R\$ 761,88	-R\$ 9.606,31		R\$ 73.653,21	R\$ 68.450,94	-R\$ 892.179,69
2			R\$ 86.542,04	-R\$ 784,74	-R\$ 9.606,31		R\$ 76.151,00	R\$ 65.773,51	-R\$ 826.406,17
3			R\$ 89.138,30	-R\$ 808,28	-R\$ 9.606,31		R\$ 78.723,71	R\$ 63.192,97	-R\$ 763.213,20
4			R\$ 91.812,45	-R\$ 832,53	-R\$ 9.606,31		R\$ 81.373,62	R\$ 60.706,41	-R\$ 702.506,80
5			R\$ 94.566,82	-R\$ 857,50	-R\$ 9.606,31		R\$ 84.103,01	R\$ 58.310,96	-R\$ 644.195,84
6			R\$ 97.403,83	-R\$ 883,23	-R\$ 9.606,31		R\$ 86.914,29	R\$ 56.003,81	-R\$ 588.192,03
7			R\$ 100.325,94	-R\$ 909,72	-R\$ 9.606,31		R\$ 89.809,91	R\$ 53.782,18	-R\$ 534.409,85
8			R\$ 103.335,72	-R\$ 937,02	-R\$ 9.606,31		R\$ 92.792,40	R\$ 51.643,33	-R\$ 482.766,52
9			R\$ 106.435,79	-R\$ 965,13	-R\$ 9.606,31		R\$ 95.864,36	R\$ 49.584,59	-R\$ 433.181,93
10			R\$ 109.628,86	-R\$ 994,08	-R\$ 9.606,31	-R\$ 163.307,21	R\$ 64.278,73	-R\$ 30.899,01	-R\$ 464.080,94
11			R\$ 112.917,73	-R\$ 1.023,90	-R\$ 9.606,31		R\$ 102.287,52	R\$ 45.697,00	-R\$ 418.383,94
12			R\$ 116.305,26	-R\$ 1.054,62	-R\$ 9.606,31		R\$ 105.644,34	R\$ 43.863,06	-R\$ 374.520,88
13			R\$ 119.794,42	-R\$ 1.086,26	-R\$ 9.606,31		R\$ 109.101,86	R\$ 42.099,08	-R\$ 332.421,80
14			R\$ 123.388,25	-R\$ 1.118,85	-R\$ 9.606,31		R\$ 112.663,10	R\$ 40.402,65	-R\$ 292.019,15
15			R\$ 127.089,90	-R\$ 1.152,41	-R\$ 9.606,31		R\$ 116.331,18	R\$ 38.771,45	-R\$ 253.247,69
16			R\$ 130.902,60	-R\$ 1.186,98	-R\$ 9.606,31		R\$ 120.109,31	R\$ 37.203,20	-R\$ 216.044,49
17			R\$ 134.829,68	-R\$ 1.222,59	-R\$ 9.606,31		R\$ 124.000,78	R\$ 35.695,69	-R\$ 180.348,80
18			R\$ 138.874,57	-R\$ 1.259,27	-R\$ 9.606,31		R\$ 128.008,99	R\$ 34.246,77	-R\$ 146.102,03
19			R\$ 143.040,80	-R\$ 1.297,05	-R\$ 9.606,31		R\$ 132.137,45	R\$ 32.854,34	-R\$ 113.247,69
20			R\$ 147.332,03	-R\$ 1.335,96	-R\$ 9.606,31	-R\$ 163.307,21	-R\$ 26.917,45	-R\$ 6.219,97	-R\$ 119.467,66
21			R\$ 151.751,99	-R\$ 1.376,04	-R\$ 9.606,31		R\$ 140.769,64	R\$ 30.230,92	-R\$ 89.236,75
22			R\$ 156.304,55	-R\$ 1.417,32	-R\$ 9.606,31		R\$ 145.280,92	R\$ 28.996,03	-R\$ 60.240,71
23			R\$ 160.993,68	-R\$ 1.459,84	-R\$ 9.606,31		R\$ 149.927,54	R\$ 27.809,88	-R\$ 32.430,83
24			R\$ 165.823,49	-R\$ 1.503,64	-R\$ 9.606,31		R\$ 154.713,55	R\$ 26.670,67	-R\$ 5.760,17
25			R\$ 170.798,20	-R\$ 1.548,75	-R\$ 9.606,31		R\$ 159.643,15	R\$ 25.576,64	R\$ 19.816,47

Tipologia 3 - Cenário 3									
Ano	Custo Inicial Total	Custo FV	Receita	Despesas	O&M	Troca Inversor	Valor Líquido	Valor Descontado	Valor Acumulado Descontado
0	-R\$ 960.630,62	R\$ 960.630,62					-R\$ 960.630,62	-R\$ 960.630,62	-R\$ 960.630,62
1			R\$ 84.021,40	-R\$ 761,88	-R\$ 9.606,31		R\$ 73.653,21	R\$ 68.450,94	-R\$ 892.179,69
2			R\$ 88.222,47	-R\$ 799,97	-R\$ 9.606,31		R\$ 77.816,19	R\$ 67.211,78	-R\$ 824.967,91
3			R\$ 92.633,59	-R\$ 839,97	-R\$ 9.606,31		R\$ 82.187,31	R\$ 65.973,26	-R\$ 758.994,64
4			R\$ 97.265,27	-R\$ 881,97	-R\$ 9.606,31		R\$ 86.776,99	R\$ 64.737,44	-R\$ 694.257,21
5			R\$ 102.128,53	-R\$ 926,07	-R\$ 9.606,31		R\$ 91.596,16	R\$ 63.506,17	-R\$ 630.751,04
6			R\$ 107.234,96	-R\$ 972,37	-R\$ 9.606,31		R\$ 96.656,28	R\$ 62.281,12	-R\$ 568.469,92
7			R\$ 112.596,71	-R\$ 1.020,99	-R\$ 9.606,31		R\$ 101.969,41	R\$ 61.063,82	-R\$ 507.406,09
8			R\$ 118.226,54	-R\$ 1.072,04	-R\$ 9.606,31		R\$ 107.548,19	R\$ 59.855,62	-R\$ 447.550,47
9			R\$ 124.137,87	-R\$ 1.125,64	-R\$ 9.606,31		R\$ 113.405,92	R\$ 58.657,73	-R\$ 388.892,74
10			R\$ 130.344,76	-R\$ 1.181,93	-R\$ 9.606,31	-R\$ 163.307,21	-R\$ 43.750,68	-R\$ 21.031,10	-R\$ 409.923,84
11			R\$ 136.862,00	-R\$ 1.241,02	-R\$ 9.606,31		R\$ 126.014,67	R\$ 56.297,11	-R\$ 353.626,73
12			R\$ 143.705,10	-R\$ 1.303,07	-R\$ 9.606,31		R\$ 132.795,72	R\$ 55.136,20	-R\$ 298.490,53
13			R\$ 150.890,36	-R\$ 1.368,23	-R\$ 9.606,31		R\$ 139.915,82	R\$ 53.989,25	-R\$ 244.501,27
14			R\$ 158.434,87	-R\$ 1.436,64	-R\$ 9.606,31		R\$ 147.391,93	R\$ 52.856,93	-R\$ 191.644,35
15			R\$ 166.356,62	-R\$ 1.508,47	-R\$ 9.606,31		R\$ 155.241,84	R\$ 51.739,80	-R\$ 139.904,55
16			R\$ 174.674,45	-R\$ 1.583,89	-R\$ 9.606,31		R\$ 163.484,25	R\$ 50.638,35	-R\$ 89.266,20
17			R\$ 183.408,17	-R\$ 1.663,09	-R\$ 9.606,31		R\$ 172.138,78	R\$ 49.553,02	-R\$ 39.713,18
18			R\$ 192.578,58	-R\$ 1.746,24	-R\$ 9.606,31		R\$ 181.226,03	R\$ 48.484,14	R\$ 8.770,96
19			R\$ 202.207,51	-R\$ 1.833,56	-R\$ 9.606,31		R\$ 190.767,65	R\$ 47.432,01	R\$ 56.202,97
20			R\$ 212.317,88	-R\$ 1.925,23	-R\$ 9.606,31	-R\$ 163.307,21	R\$ 37.479,14	R\$ 8.660,52	R\$ 64.863,50
21			R\$ 222.933,78	-R\$ 2.021,49	-R\$ 9.606,31		R\$ 211.305,98	R\$ 45.378,91	R\$ 110.242,41
22			R\$ 234.080,47	-R\$ 2.122,57	-R\$ 9.606,31		R\$ 222.351,59	R\$ 44.378,26	R\$ 154.620,67
23			R\$ 245.784,49	-R\$ 2.228,70	-R\$ 9.606,31		R\$ 233.949,49	R\$ 43.395,02	R\$ 198.015,68
24			R\$ 258.073,71	-R\$ 2.340,13	-R\$ 9.606,31		R\$ 246.127,28	R\$ 42.429,24	R\$ 240.444,92
25			R\$ 270.977,40	-R\$ 2.457,14	-R\$ 9.606,31		R\$ 258.913,95	R\$ 41.480,95	R\$ 281.925,87

APÊNDICE B – Relatórios PVsyst

PVSYST V6.47		02/11/16	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : ZEB_Floripa_First_TCC

Geographical Site Florianopolis_SWERA **Country** Brazil

Situation Latitude 27.3°S Longitude 48.2°W

Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 7 m

Albedo 0.20

Meteo data: _Sapien_VOicial SweralrradiTemp_MetnormVent - Synthetic

Simulation variant : ZEB_Floripa_Cob

Simulation date 02/11/16 10h57

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 10° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module	CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015	
Original PVsyst database		Manufacturer	First Solar	
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel 96 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	768	Unit Nom. Power 117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	90.2 kWp	At operating cond. 82.5 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	512 V	I mpp 161 A
Total area		Module area	553 m²	Cell area 519 m²

Inverter

Original PVsyst database	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US	
Characteristics	Manufacturer	ABB	
	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power 20.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 80 kWac

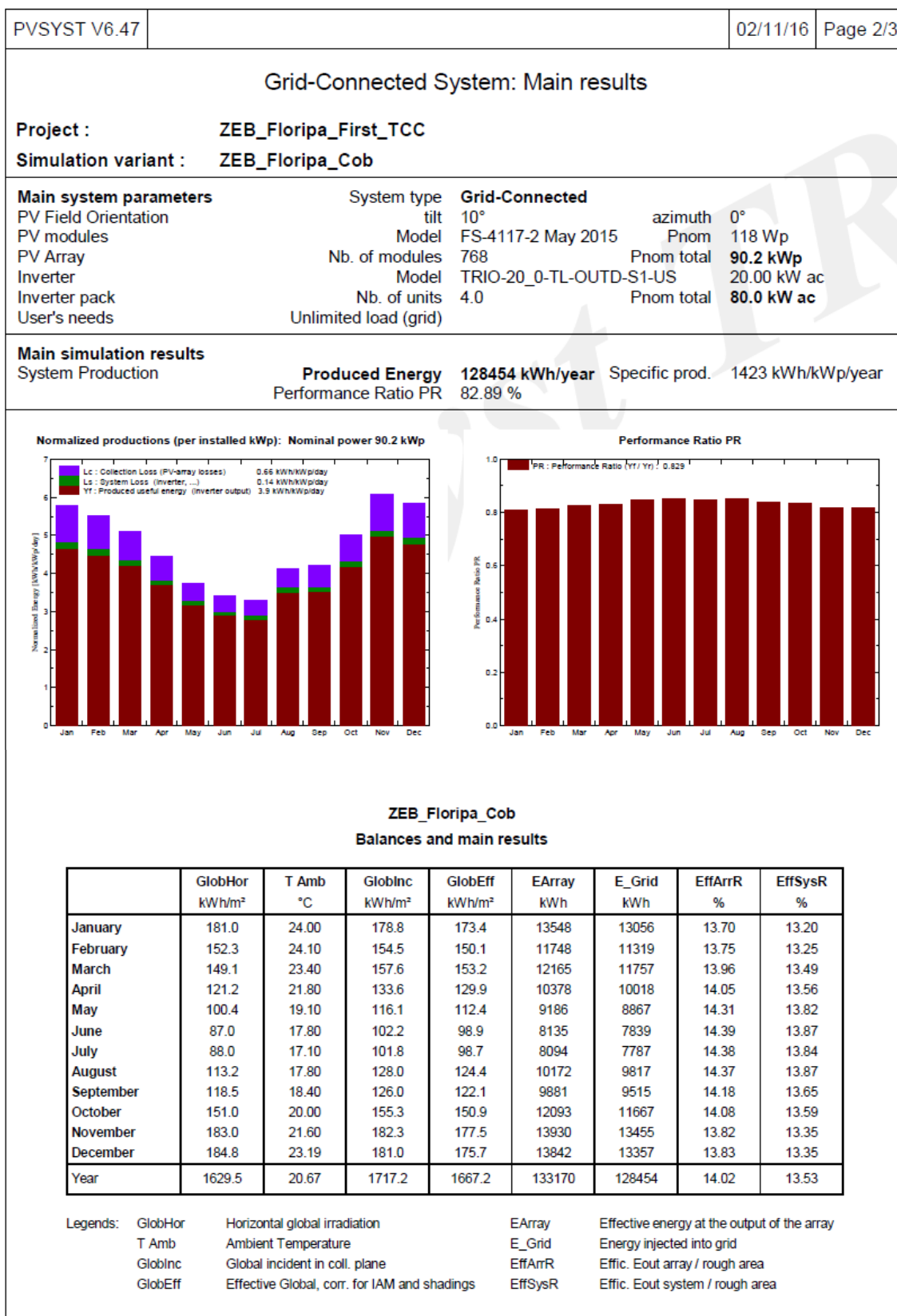
PV Array loss factors

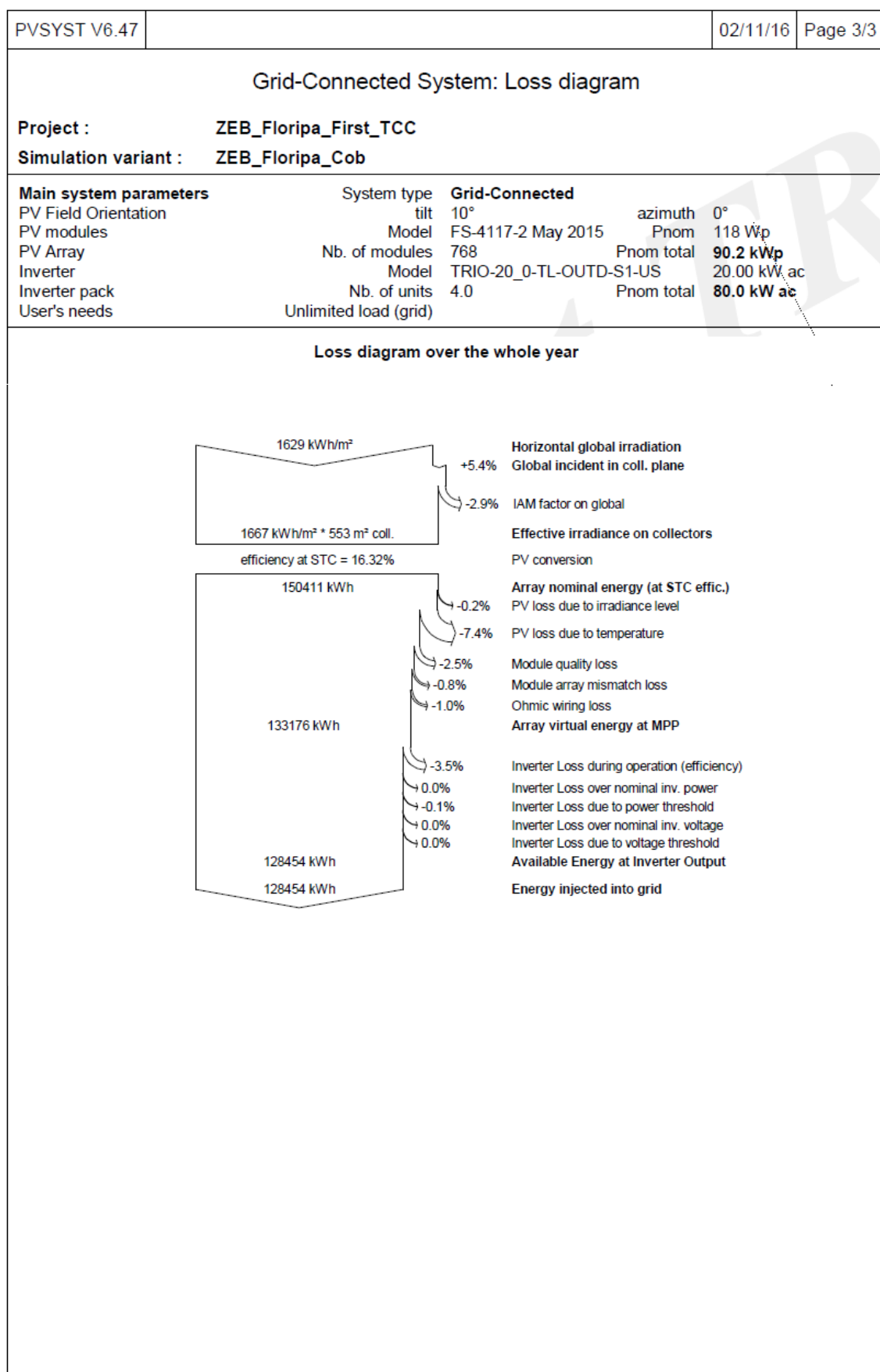
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	52 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP

Incidence effect, user defined profile

0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00

User's needs : Unlimited load (grid)





PVSYST V6.47					02/11/16	Page 1/3
--------------	--	--	--	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : ZEB_Floripa_First_TCC

Geographical Site Florianopolis_SWERA **Country** Brazil

Situation Latitude 27.3°S Longitude 48.2°W
Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 7 m
Albedo 0.20

Meteo data: _Sapien_VOofficial SweralrradiTemp_MetnormVent - Synthetic

Simulation variant : Fachada Norte

Simulation date 02/11/16 09h47

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 90° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module	CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015	
Original PVsyst database		Manufacturer	First Solar	
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel 33 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	264	Unit Nom. Power 117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	31.0 kWp	At operating cond. 28.37 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	512 V	I mpp 55 A
Total area		Module area	190 m²	Cell area 178 m²

Inverter

Original PVsyst database	Model	TRIO-27_6-TL-OUTD-S1-US	
Characteristics	Manufacturer	ABB	
	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power 27.6 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 28 kWac

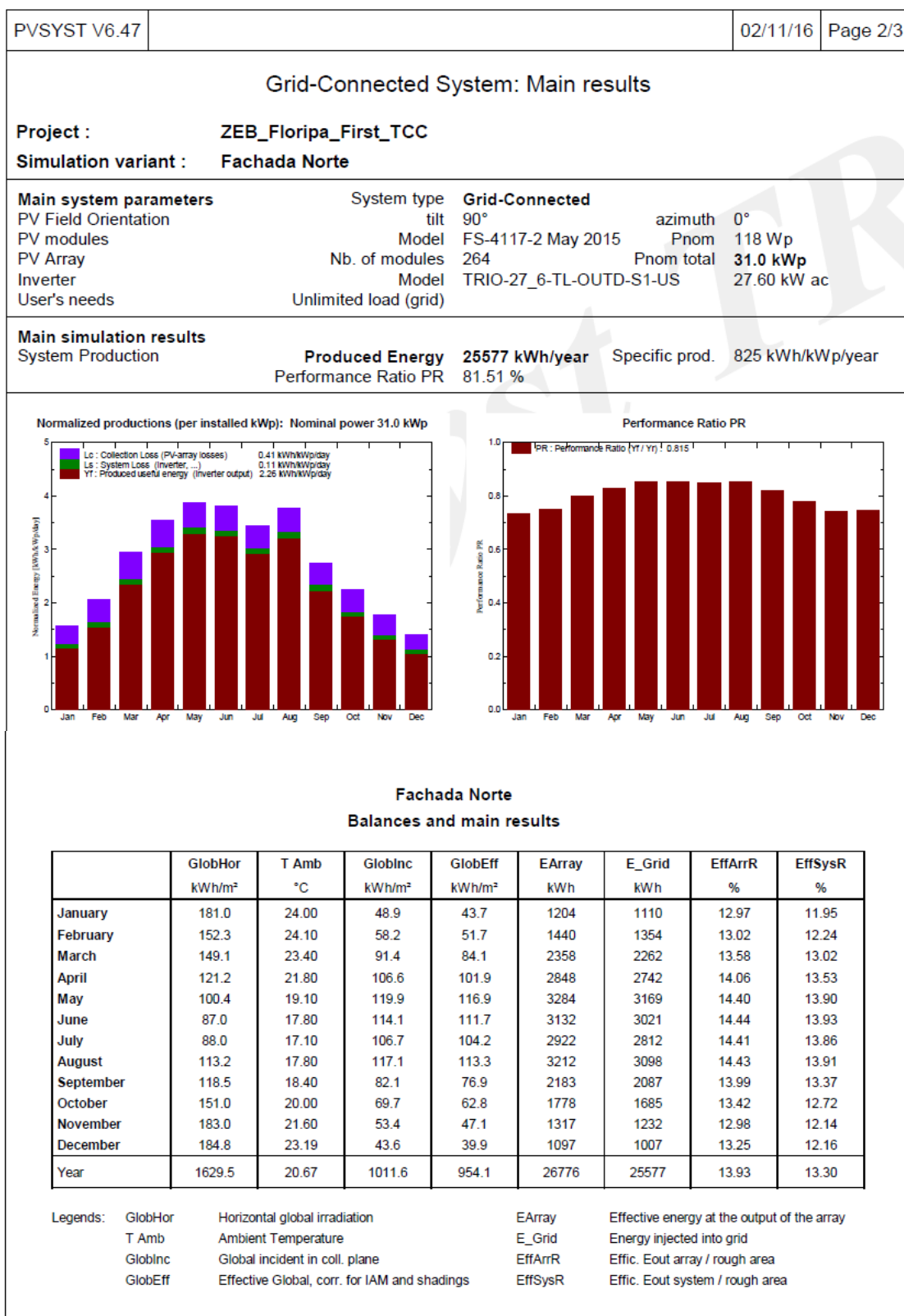
PV Array loss factors

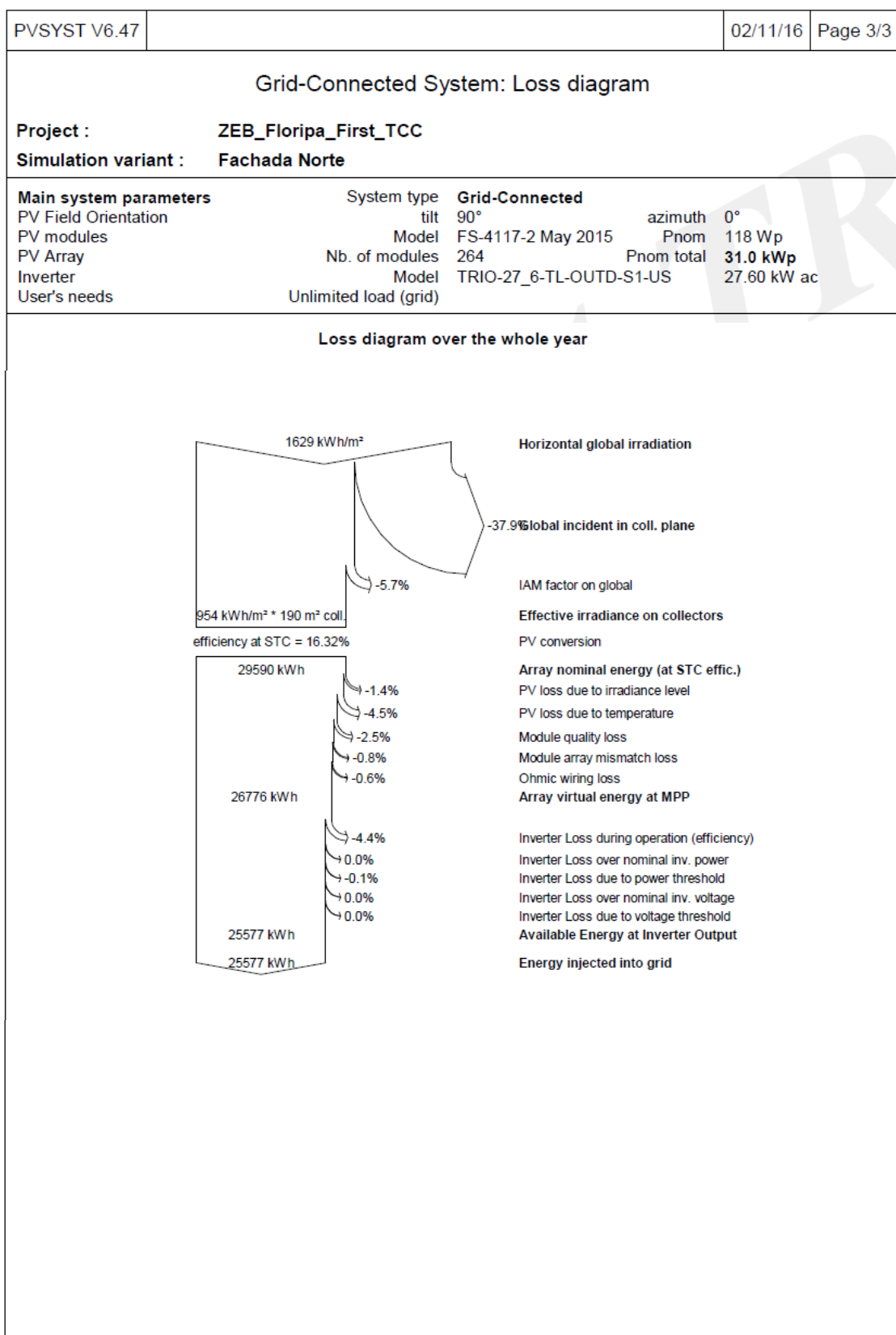
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	152 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP

Incidence effect, user defined profile

0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00

User's needs : Unlimited load (grid)





PVSYST V6.47		02/11/16	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : ZEB_Floripa_First_TCC

Geographical Site Florianopolis_SWERA **Country** Brazil

Situation Latitude 27.3°S Longitude 48.2°W
Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 7 m
Albedo 0.20

Meteo data: _Sapien_VOfficial SweralrradiTemp_MetnormVent - Synthetic

Simulation variant : Fachada Leste
Simulation date 02/11/16 10h45

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 90° Azimuth 90°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonom

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module	CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015	
Original PVsyst database		Manufacturer	First Solar	
Number of PV modules		In series	4 modules	In parallel 44 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	176	Unit Nom. Power 117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	20.68 kWp	At operating cond. 18.92 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	256 V	I mpp 74 A
Total area		Module area	127 m²	Cell area 119 m²

Inverter Model UNO-8.6-OUTD-US-S-A (277V)
Original PVsyst database Manufacturer ABB

Characteristics	Operating Voltage	120-530 V	Unit Nom. Power	8.60 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power	17.2 kWac

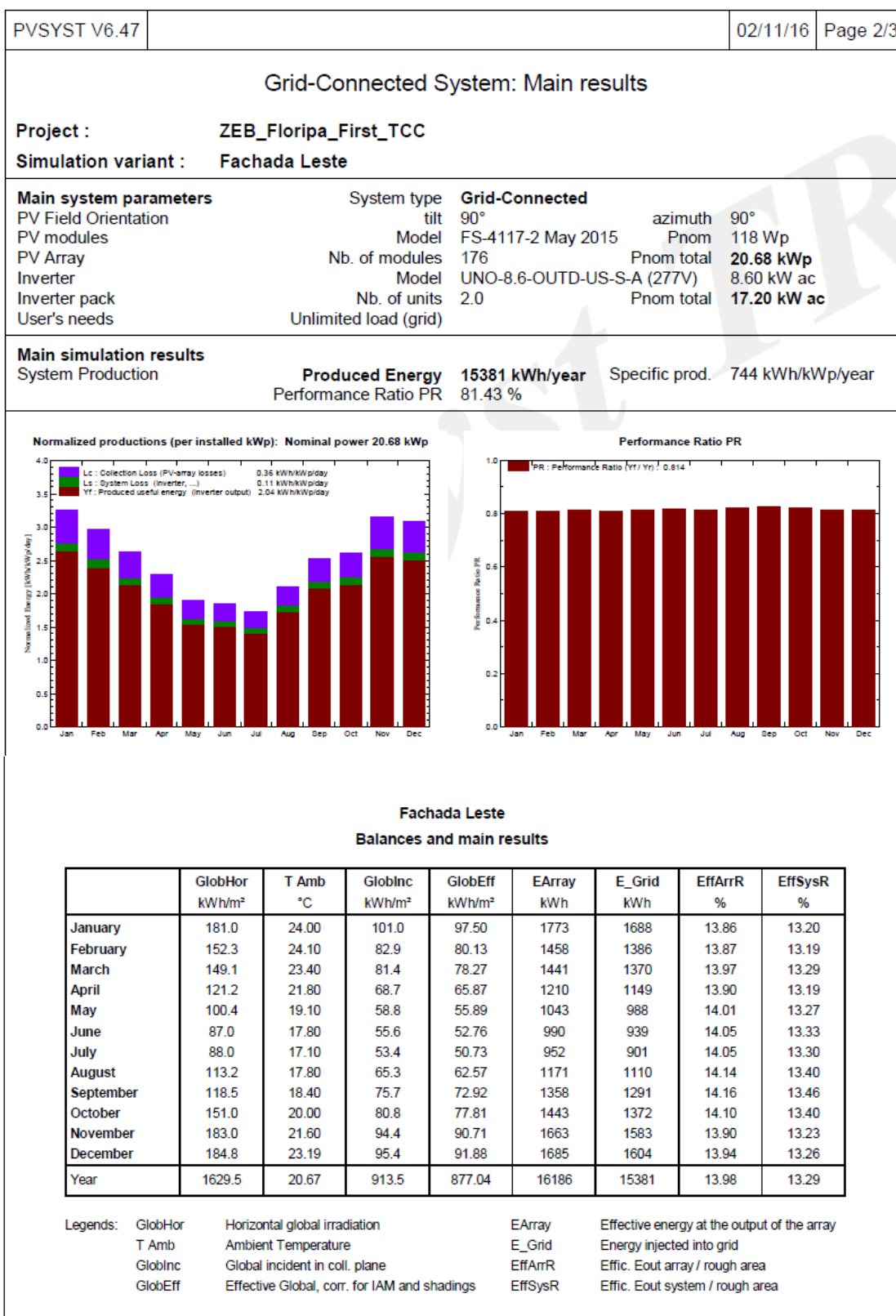
PV Array loss factors

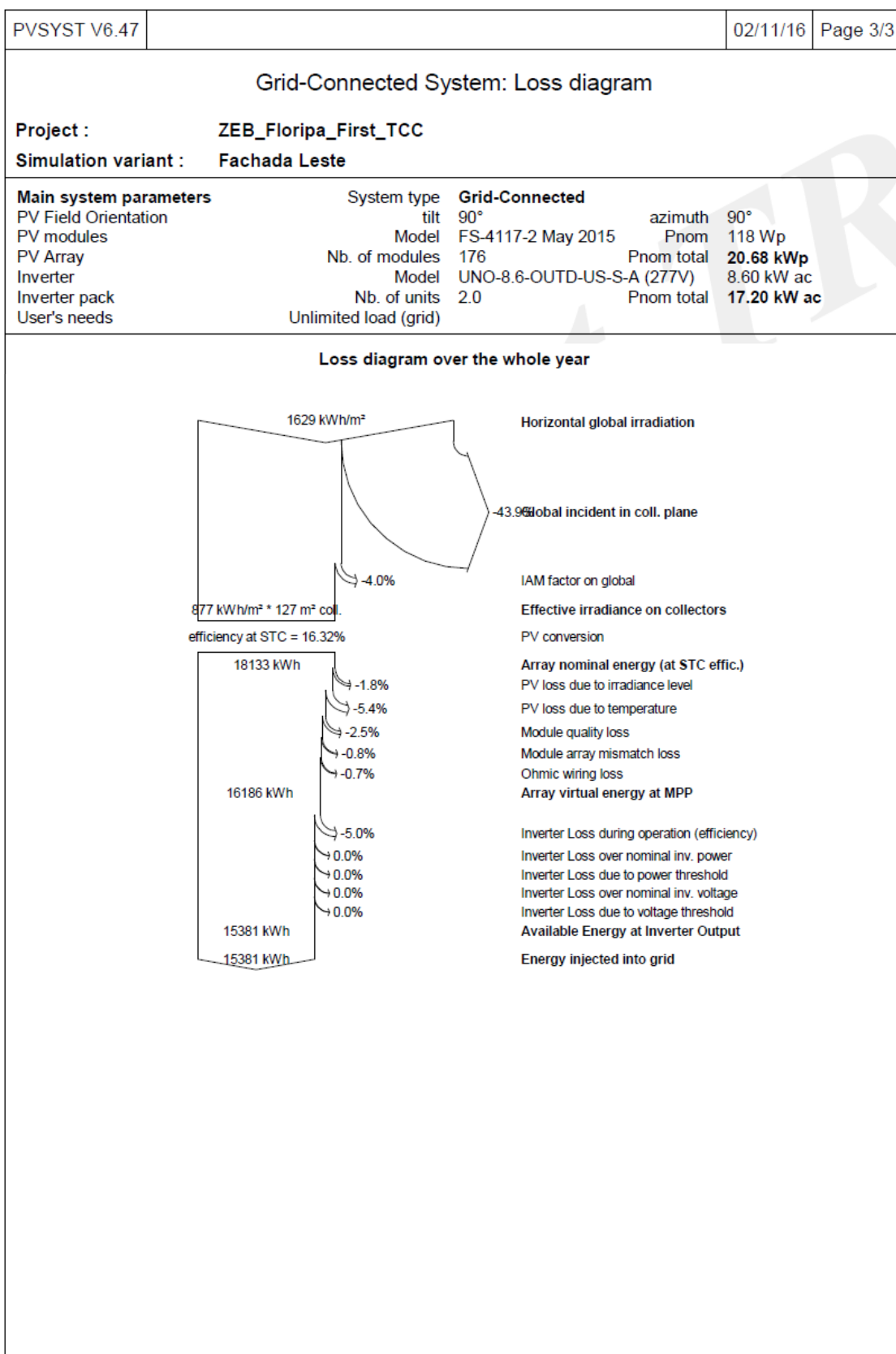
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	57 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP

Incidence effect, user defined profile

0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00

User's needs : Unlimited load (grid)





PVSYST V6.47		02/11/16	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : ZEB_Floripa_First_TCC

Geographical Site Florianopolis_SWERA **Country** Brazil

Situation Latitude 27.3°S Longitude 48.2°W
Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 7 m

Meteo data: _Sapien_VOfficial SweralrradiTemp_MetnormVent - Synthetic

Simulation variant : Fachada Oeste

Simulation date 02/11/16 10h33

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 90° Azimuth -90°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module CdTe Model FS-4117-2 May 2015

Original PVsyst database Manufacturer First Solar

Number of PV modules In series 4 modules In parallel 44 strings

Total number of PV modules Nb. modules 176 Unit Nom. Power 117.5 Wp

Array global power Nominal (STC) 20.68 kWp At operating cond. 18.92 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C) U mpp 256 V I mpp 74 A

Total area Module area 127 m² Cell area 119 m²

Inverter Model UNO-8.6-OUTD-US-S-A (277V)

Original PVsyst database Manufacturer ABB

Characteristics Operating Voltage 120-530 V Unit Nom. Power 8.60 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 2 units Total Power 17.2 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss Global array res. 57 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC

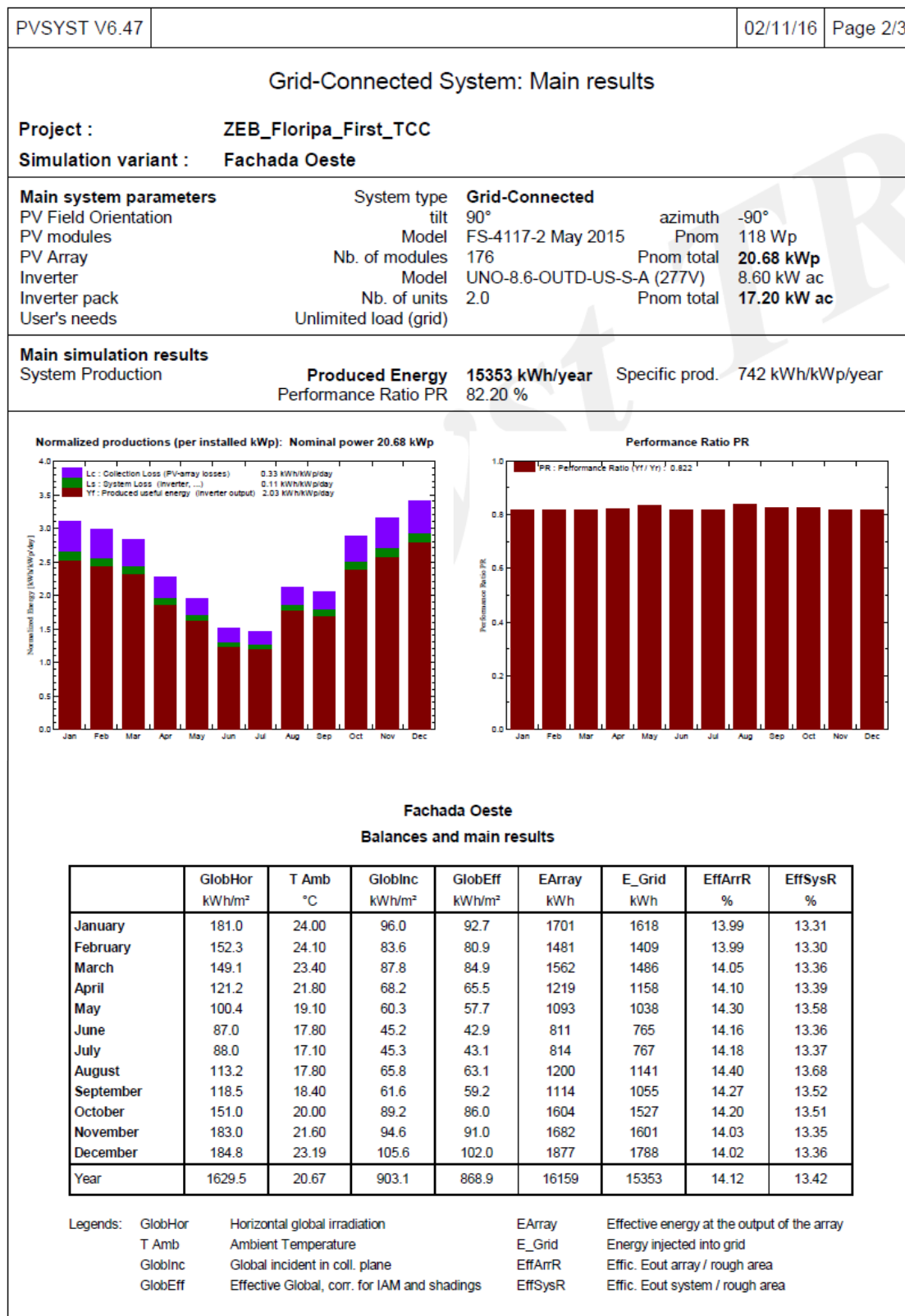
Module Quality Loss Loss Fraction 2.5 %

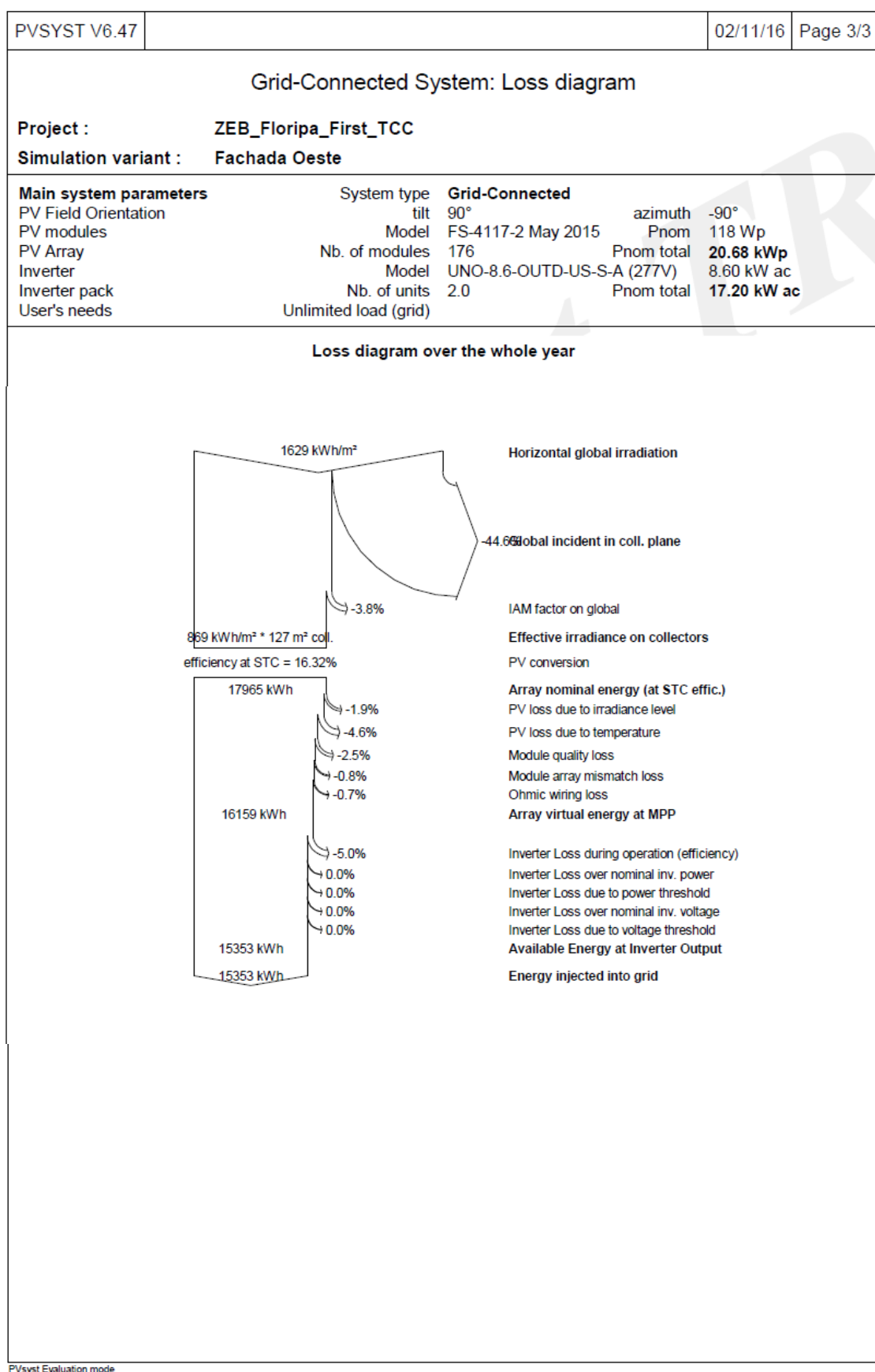
Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.8 % at MPP

Incidence effect, user defined profile

0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00

User's needs : Unlimited load (grid)





ANEXO A – Especificações técnicas dos módulos FV



First Solar Series 4™ PV Module

ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



**117.5 WATT MODULE
EFFICIENCY OF 16.3%**

INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 10 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 4™ and Series 4A™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.



PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Generates more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power
- Superior temperature coefficient resulting in greater energy yield in typical field operating temperatures
- Superior spectral response resulting in a proven energy yield advantage in humid environments
- Anti-reflective coated glass (Series 4A™) enhances energy production



ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Long-term power-output warranted for 25 years
- Compatible with advanced 1500V plant architectures
- Highly predictable energy in all climates and applications
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments based on accelerated life and stress tests

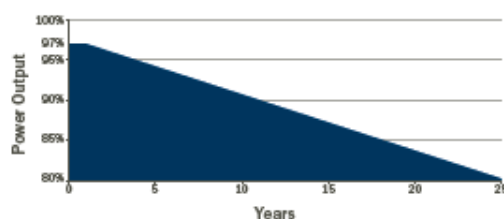


CERTIFICATIONS & TESTS

- PID-Free, Thresher Test, Long-Term Sequential Test, and ATLAS 25+¹
- IEC 61646 1500V, IEC 61730 1500V, CE
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004
- UL 1703 and ULC 1703 Listed Class B Fire Rating (Class A Spread of Flame)
- CSI Eligible (CA-USA), FSEC (FL-USA), MCS (UK), CEC Listed (Australia), JET (Japan)², SII (Israel), InMetro (Brazil)³



MODULE WARRANTY⁸



- 25-Year Linear Performance Warranty⁴
- 10-Year Limited Product Warranty

FIRST SOLAR SERIES 4™ PV MODULE

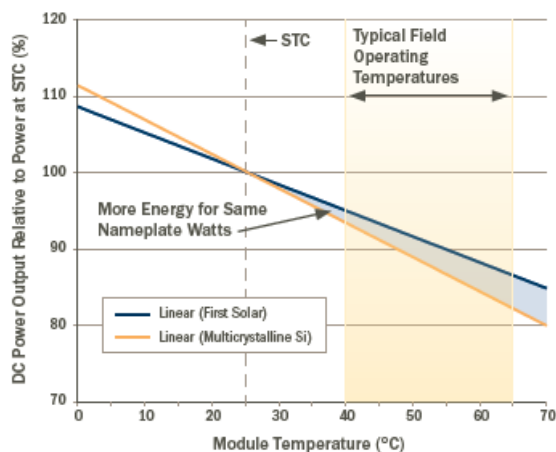
MECHANICAL DESCRIPTION		MODULE NUMBERS AND RATINGS AT STC ^{5,6}						
Length	1200mm							
Width	600mm							
Weight	12kg							
Thickness	6.8mm							
Area	0.72m ²							
Leadwire	2.5mm ² , 610mm							
Connectors	MC4 ⁹							
Bypass Diode	None							
Cell Type	Thin-film CdTe semiconductor, up to 216 cells							
Frame Material	None							
Front Glass	3.2mm heat strengthened Series 4A™ includes anti-reflective coating							
Back Glass	3.2mm tempered							
Encapsulation	Laminate material with edge seal							
Load Rating	2400Pa ¹⁰							

NOMINAL VALUES		FS-4105-2 FS-4105A-2	FS-4107-2 FS-4107A-2	FS-4110-2 FS-4110A-2	FS-4112-2 FS-4112A-2	FS-4115-2 FS-4115A-2	FS-4117-2 FS-4117A-2
Nominal Power (± 5%)	P _{MPP} (W)	105.0	107.5	110.0	112.5	115.0	117.5
Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	67.8	68.6	69.4	70.2	70.5	71.2
Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.55	1.57	1.59	1.60	1.63	1.65
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	86.0	86.6	87.2	87.7	87.8	88.2
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.74	1.75	1.75	1.75	1.78	1.79
Module Efficiency	%	14.6	14.9	15.3	15.6	16.0	16.3
Maximum System Voltage	V _{SYS} (V)	1500 ⁷					
Limiting Reverse Current	I _R (A)	4.0					
Maximum Series Fuse	I _{CF} (A)	4.0					

MODULE NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m ² , NOCT ⁸ 45°C, AM 1.5 ⁴		FS-4105-2 FS-4105A-2	FS-4107-2 FS-4107A-2	FS-4110-2 FS-4110A-2	FS-4112-2 FS-4112A-2	FS-4115-2 FS-4115A-2	FS-4117-2 FS-4117A-2
Nominal Power (± 5%)	P _{MPP} (W)	78.3	80.1	82.0	83.9	85.8	87.6
Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	62.6	63.1	64.1	65.0	65.5	65.9
Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.25	1.27	1.28	1.29	1.31	1.33
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	81.0	81.6	82.1	82.6	82.7	83.1
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.40	1.41	1.41	1.41	1.44	1.44

TEMPERATURE CHARACTERISTICS		
Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85
Temperature Coefficient of P _{MPP}	T _K (P _{MPP})	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	T _K (V _{OC})	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	T _K (I _{SC})	+0.04%/°C

SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



END-OF-LIFE RECYCLING

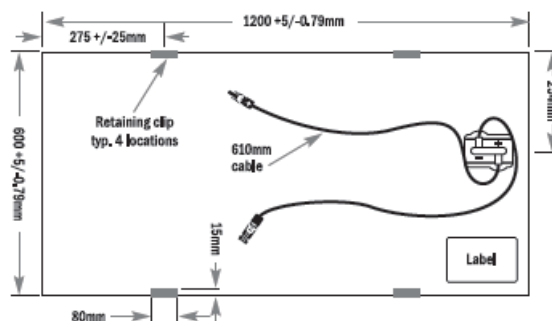
- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.

Disclaimer

The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

MECHANICAL DRAWING



- Device package meets ATLAS 25+.
- Testing Certifications/Listings pending.
- Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions.
- Ensures 97% rated power in first year, -0.7%/year through year 25.
- Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C
- All ratings ±10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.
- Application Class A for 1000V (class II), Application Class B for 1500V (class 0)
- Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.
- Multi-Contact MC4 (PV-KST4/PV-KBT4)
- Higher load ratings can be met with additional clips or wider clips, subject to testing

ANEXO B – Especificações técnicas dos inversores

Solar inverters

ABB string inverters UNO-7.6/8.6-TL-OUTD 7.6kVA to 8.6kVA



UNO 7.6 and 8.6 is a feature-rich transformerless inverter that is powerful and flexible enough to operate like two inverters. This means fewer inverters are needed to accommodate residential installations.

Reducing cost of installation.

Available in 7.6kW or 8.6kW, the ABB UNO 7.6 and 8.6 inverters are well suited for North American residential rooftop installations and provide the system flexibility, levels of performance and reliability that designers need. The wide input voltage range makes the inverter suitable for installations utilizing a reduced string size.

ABB is the only manufacturer who can offer a fully-loaded, large-residential system using one inverter. ABB's high speed and precise Multiple Power Point Tracker (MPPT) algorithm enables real-time power tracking and improved energy harvesting. The dual MPPT input enables more orientations of PV strings to be connected at the same time and unbalanced strings on each MPPT channel; thereby, maximizing the energy harvesting and flexibility. These inverters are extremely lightweight and simple to wall mount, while still featuring an integrated DC disconnect with combiner, lowering overall installation cost.

Highlights

- Dual independent MPPT channel compatible with a 40A residential panel sized breaker (7.6kW model)
- Outdoor Type 4X rated enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- Wide input range for increased stringing flexibility
- Minimizes installation space with side-by-side installation
- 97 percent CEC efficiency

Power and productivity
for a better world™



Additional highlights

- Single-phase and split-phase output
- Offers an extra quiet, transformer-less inverter architecture
- Fully integrated DC disconnect and wiring box saves installation time and cost
- Flexible data monitoring options to view inverter performance where and how you need it
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or data logger)
- Available with the optional VSN300 Wifi Logger Card for wireless monitoring

- Compliant with NEC 690.12 when used with ABB's Rapid Shutdown device
- Comes standard with DC Arc Fault Circuit Interruptor (AFCI) to comply with NEC 690.11



Technical data and types

Type code	UNO-7.6-TL-OUTD-S-US-A			UNO-8.6-TL-OUTD-S-US-A	
General Specifications					
Nominal output power	7600W			8600W	
Maximum output power	8300W			9400W	
Rated grid AC voltage	208V	240V	277V	240V	277V
Input side					
Number of independent MPPT channels	2				
Maximum usable power for each channel	5400W				
Absolute maximum voltage (V _{max})	600V				
Start-up voltage (V _{start})	200V (adj. 120-350V)				
Full power MPPT voltage range	165-480V			185-480V	
Operating MPPT voltage range	0.7xV _{start} -580 (≥ 90V)				
Maximum current (I _{dm}) for both MPPT in parallel	48A				
Maximum usable current per channel	24A				
Maximum short circuit current limit per channel	30A				
Number of wire landing terminals per channel	2 pairs				
Array wiring termination	Terminal block, pressure clamp, AWG12-AWG4				
Output side					
Grid connection type	1Ø/2W	Split-Ø/3W	1Ø/2W	Split-Ø/3W	1Ø/2W
Grid voltage range (V _{min} -V _{max})	183-228V	211-264V	244-304V	211-264V	244-304V
Nominal grid frequency	60Hz				
Adjustable grid frequency range	57-63Hz				
Maximum current (I _{om})	36.5A	32A	27.5A	36A	31A
Power factor	>0.995 (adjustable to ±0.8)				
Total harmonic distortion (THD) rated output power	<2%				
Grid wiring termination type	Terminal block, pressure clamp AWG10-AWG4				
Input protection devices					
Reverse polarity protection	Yes				
Over-voltage protection type	Varistor, 2 for each channel				
PV array ground fault detection	Pre start-up R _{gco} and dynamic GFDI (requires floating arrays)				
Output protection devices					
Anti-islanding protection	Meets UL1741 / IEEE1547 requirements				
External AC OCPD rating	50A	40A	40A	50A	40A
Over-voltage protection type	Varistor, 2 (L ₁ - L ₂ / L ₁ - G)				
Efficiency					
Maximum efficiency	97.8%				
CEC efficiency	97.0%				
Operating performance					
Nighttime consumption	<0.6 W				
Stand-by consumption	< 8 W				
Communication					
User-interface	5.5" x 1.25" graphic display				
Remote monitoring (1xRS485 included)	VSN700 Data Logger (opt.), VSN300 Wifi Logger Card (opt.)				
Environmental					
Ambient air operating temperature range	-13°F to 140°F (-25°C to +60°C) with derating above 122°F (50°C)				
Ambient air storage temperature range	-40°F to 176°F (-40°C to +80°C)				
Relative humidity	0-100% condensing				
Acoustic noise emission level	<50 db (A) @ 1m				
Maximum operating altitude without derating	6560ft (2000m)				

Solar inverters

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20kW to 27.6kW



A commercial photovoltaic (PV) system using a TRIO-based modular architecture can reduce balance of system (BOS) costs by as much as 40 percent.

The TRIO is a modular option using models at 20.0kW and 27.6kW.

It can be used alone for a 20kW system or combined as building blocks for large commercial and utility scale systems. With two independent Multiple Power Point Trackers (MPPT) and peak efficiency ratings of 98.2 percent, these inverters offer superior energy harvest. The flat efficiency curves offer high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

Employing fanless convection cooling and no electrolytic capacitors, the TRIO is designed for long service life.

The TRIO offers flexible power factor control to comply with utility grid requirements where required.

As the first 1000Vdc string inverter certified to UL1741, the TRIO leads the way for efficient, cost-saving, decentralized system design.

This commercial inverter is equipped with integrated Modbus and utility interactive controls including adjustable power factor and curtailment. Additional AC and DC protections as well as arc-fault circuit interruption are all available in the TRIO.

These inverters provide the monitoring, control features, and protection required in today's commercial solar installations.

Highlights

- This flexible and dependable three-phase string inverter has innovative features to lower system Levelized Cost of Energy (LCOE) and improve Return on Investment (ROI) on commercial solar installations
- Fully utilize available roof space and maximize harvest with dual independent MPPT
- 1000V input voltage lowers installation and material costs
- Easy to install on any wall, racking, or carport structure

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Additional highlights

- Multiple AC and DC level protection options available including Arc-Fault Circuit Interruption (AFCI)
- Wide DC input voltage and operating temperature range enable greater PV array design flexibility
- Modular design capability improves system availability and eliminates single point of failure
- Utility interactive control features and Modbus protocol integrates with monitoring and control systems
- Design uses natural convection cooling and no electrolytic capacitors for increased reliability
- Easy to install sun shield accessory allows mounting in direct sunlight



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Nominal output power	20000W	27600W
Maximum output power	22000W ¹	30000W ¹
Rated grid AC voltage	480V	
Input side (DC)		
Number of independent MPPT channels	2; Non-AFCI models are programmable for 1 MPPT	
Maximum usable power for each MPPT channel	12000W	16000W
Absolute maximum voltage (V _{max})	1000V	
Start-up voltage (V _{start})	360V (adj. 250-500V)	
Full power MPPT voltage range	450-800V	520-800V
Operating MPPT voltage range	200-950V	
Maximum usable current (I _{dc max}) per MPPT channel	25.0A	30.9A
Maximum short circuit current (I _{sc max}) per MPPT channel	30.0A	36.0A
Number of inputs (strings) per MPPT channel	-S version: 1; -S1, -S1A, -S1B versions: 4 Terminal block, screw terminal, copper only.	
Array wiring termination type	-S: 12AWG-2AWG; -S1, -S1A, -S1B: 12AWG-6AWG	
Output side (AC)		
Grid connection type	3Ø/4W + Ground	
Default operating voltage range	422-528V	
Extended adjustable voltage range	240-552V ²	
Nominal grid frequency	60Hz	
Adjustable grid frequency range	57-63Hz	
Continuous current	27.0 A _{RMS}	36.0 A _{RMS}
Contributory fault current (@ 1 cycle)	51.4A _{RMS}	42.72A _{RMS}
Power factor	> 0.995 (adj. ±0.8, or ±0.9 for active power >20kW)	>0.995 (adj. ± 0.8, or ±0.9 for active power >27.6kW)
Total harmonic distortion at rated power	<3%	
Grid wiring termination type	Pass-through terminal. Tension clamp. Copper 8AWG-4AWG	Pass-through terminal. Tension clamp. Copper 6AWG-4AWG
Input protection devices		
Reverse polarity protection	Yes, passive inverter protection only. ³	
Supplementary over-voltage protection type for each MPPT	-S1, -S1A, -S1B version: plug-in class II modular surge arrester	
PV array ground fault detection	Meets UL1741/NEC requirements	
Output protection devices		
Anti-islanding protection	Meets UL 1741 / IEEE 1547 requirements	
Supplementary over-voltage protection type	-S1A version: plug-in class II modular surge arrester	
Optional AC fused disconnect current rating (per contact)	-S1B version: 35A	-S1B version: 45A
Maximum AC OCPD rating	40A	50A
Operating performance		
Efficiency (Max/CEC)	98.2% / 97.5%	
Feed-in power threshold	65W _{RMS}	70W _{RMS}
Communication		
User-interface display	5.5" x 1.25" graphic display	
Standard communication interfaces	(1) RS485 connection, can be configured for Aurora protocol or Modbus RTU. Support for optional monitoring expansion cards.	
Optional remote monitoring logger	VSN 700	
Environmental		
Ambient operating temperature range	-22°F to +140°F (-30°C to +60°C) Derating above +113°F (45°C)	
Ambient storage temperature range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)	
Relative humidity	0-100% condensing	
Acoustic noise emission level	<50 db (A) @1m	
Maximum operating altitude without derating	6560ft (2000m)	
Mechanical specifications		
Enclosure rating	NEMA 4X	
Cooling	Natural convection	
Dimensions H x W x D	41.7 x 27.6 x 11.5 in. / 1061 x 702 x 292 mm.	
Unit weight	157lb (71kg)	188lb (76kg)
Conduit connections	Bottom: (2) concentric DC KOs 1", 1 1/2" on removable plate, (2) 1/2" plugged comm. openings, (1) 1" plugged AC opening.	
Mounting system	Wall bracket	

1. Capability enabled within maximum input current, maximum input power, maximum output current, ambient operating temperature limits, and power factor at unity.

2. Extended voltage range is for trip settings only, not operational voltage ranges.

3. In -S1, -S1A and -S1B models, the string polarity must be verified before connection. Please refer to installation manual for the correct installation procedure.

! ABB solar inverters | Product flyer for TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD